105-02685/

RAPPORT ANNUEL 2003 DU PERSONNEL DE LA CCSN SUR LE RENDEMENT EN MATIÈRE DE SÛRETÉ DES CENTRALES NUCLÉAIRES AU CANADA

INFO-0745

Publié par la
Commission canadienne de sûreté nucléaire
Novembre 2004

Commission canadienne de sûreté nucléaire
Canadian Nuclear Safety Commission

Rapport annuel 2003 du personnel de la CCSN sur le rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada

INFO-0745

Novembre 2004

Canada

Rapport annuel 2003 du personnel de la CCSN sur le rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada
Document INFO-0745

Publié par la Commission canadienne de sûreté nucléaire

© Ministre des Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, 2004

La reproduction d'extraits du présent document à des fins personnelles est autorisée à condition que la source soit indiquée en entier. Toutefois, sa reproduction en tout ou en partie à des fins commerciales ou de redistribution nécessite l'obtention préalable d'une autorisation écrite de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Numéro de catalogue CC171-1/2003F
ISBN 0-662-77037-4

This document is available in English under the title "Annual CNSC Staff Report for 2003 on the Safety Performance of the Canadian Nuclear Power Industry".

Disponibilité du présent document

Le présent document est disponible sur le site Web de la CCSN à l'adresse *www.suretenucleaire.gc.ca*. Pour en commander une copie papier en anglais ou en français, veuillez communiquer avec la :

Direction des communications et de la gestion de l'information
Commission canadienne de sûreté nucléaire
280, rue Slater
Case postale 1046, Succursale B
Ottawa (Ontario) K1P 5S9
CANADA

Téléphone : (613) 995-5894 ou 1 (800) 668-5284 (au Canada)
Télécopieur : (613) 995-2915
Courriel : publications@cnsc-ccsn.gc.ca

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ 1
TENDANCES DES COTES DE « PROGRAMME » POUR LES NEUF DOMAINES DE SÛRETÉ SELON LES RAPPORTS ANNUELS 2
TENDANCES DES COTES DE « MISE EN ŒUVRE » POUR LES NEUF DOMAINES DE SÛRETÉ SELON LES RAPPORTS ANNUELS 3

INTRODUCTION 4

SECTION 1 6
SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES, DANS L'ENSEMBLE 6
EXPLOITATION 8
ASSURANCE DU RENDEMENT 11
CONCEPTION ET ANALYSE 14
APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT 17
PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE 20
PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT 21
RADIOPROTECTION 22
SÉCURITÉ DES SITES 23
GARANTIES 24

SECTION 2 25
SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES, PAR SITE 25
BRUCE-A ET BRUCE-B 26
DARLINGTON 31
PICKERING-A ET PICKERING-B 35
GENTILLY-2 41
POINT LEPREAU 45

SECTION 3 49
TABLEAUX DES INDICATEURS DE RENDEMENT 49

ANNEXE A 59
GLOSSAIRE 59

ANNEXE B 62
SIGLES 62

ANNEXE C 63
SYSTÈME DE COTATION DU RENDEMENT 63

ANNEXE D 64
FAITS SAILLANTS AUX CENTRALES NUCLÉAIRES EN 2003 64

ANNEXE E 78
DOSSIERS GÉNÉRIQUES 78

RÉSUMÉ

Ce rapport fait état de l'évaluation effectuée par le personnel de la *Commission* canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) de la sûreté de l'exploitation des centrales nucléaires au Canada en 2003. Il décrit les programmes des titulaires de permis et leur mise en œuvre dans neuf domaines de sûreté. En plus de l'évaluation des domaines de sûreté et des programmes de chaque centrale, il présente une comparaison entre les centrales, montre les tendances d'une année à l'autre et fait ressortir les enjeux importants qui touchent l'ensemble de l'industrie.

Des 22 réacteurs CANDU dont l'exploitation est autorisée par des permis délivrés par la *Commission*, 16 ont alimenté le réseau électrique en 2003. Cela inclut deux tranches (la tranche 4 de la centrale de Pickering-A et la tranche 4 de la centrale de Bruce-A) qui ont été redémarrées en fin d'année, après une remise en état.

L'évaluation effectuée par le personnel des domaines de sûreté révèle que les centrales nucléaires ont été exploitées de manière sûre en 2003. Aucun travailleur d'une centrale nucléaire ni aucun membre du public n'a reçu de dose de rayonnement dépassant les limites réglementaires. Les rejets provenant de toutes les centrales ont également été inférieurs aux limites réglementaires. À toutes les centrales nucléaires, on remarque toujours d'excellents programmes dans les domaines de sûreté de la préparation aux situations d'urgence et des *garanties*. En général, les titulaires de permis disposaient d'organisations compétentes pour gérer et exploiter leur centrale de manière sûre. Cependant, le domaine de sûreté Assurance du rendement est demeuré problématique pour certains d'entre eux. Des progrès ont été observés dans les programmes de gestion de la qualité, des facteurs humains et de formation mais ils demeurent lents à certaines centrales.

Les cotes des titulaires de permis pour les neuf domaines de sûreté en 2003 figurent dans les tableaux qui suivent (en caractères gras). Le premier tableau montre la partie « programme » de la cote, et le second, la partie « mise en œuvre ». Dans les deux tableaux, les cotes provenant des deux derniers rapports annuels sur les centrales sont également indiquées à titre comparatif. Les changements de cote sont expliqués dans le présent rapport. Cependant, il y a lieu de noter qu'une nouvelle attente concernant le domaine de sûreté de la radioprotection a été apportée et qu'elle a influé sur les cotes de certains sites en 2003. Le programme de radioprotection des sites de Darlington et de Gentilly-2 sera évalué par rapport à cette nouvelle norme plus tard.

La panne majeure d'électricité du 14 août 2003 a eu un impact, à divers degrés, sur l'exploitation des centrales nucléaires de l'Ontario. Plusieurs problèmes de conception ont été relevés à la centrale Pickering-B à la suite d'une inspection en profondeur effectuée après cette panne. En 2004, le personnel de la CCSN continuera d'évaluer ces questions, y compris leur effet sur la sûreté.

Les cotes attribuées à chaque programme et domaine de sûreté reposent sur le système de cotation décrit à l'annexe C.

Tendances des cotes de « programme » pour les neuf domaines de sûreté d'après les rapports annuels

Domaine de sûreté	Année du rapport	Bruce		Darlington	Pickering		Gentilly-2	Point Lepreau
		A	B		A	B		
Exploitation	2001	-	B	B	-	B	B	B
	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**
Assurance du rendement	2001	-	B	B	-	B	C	C
	2002	B	B	B	B	B	C	C
	2003	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**C**	**C**
Conception et analyse	2001	-	B	B	B	B	B	B
	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	**B**	**B**	**B**	**B**	**C**	**B**	**B**
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	2001	-	B	B	B	B	B	B
	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**
Préparation aux situations d'urgence	2001	A	A	A	A	A	A	B
	2002	A	A	A	A	A	A	A
	2003	**A**	**A**	**A**	**A**	**A**	**A**	**A**
Protection de l'environnement	2001	B	B	C	B	B	C	C
	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**
Radioprotection	2001	A	A	A	A	A	A	A
	2002	A	A	A	A	A	A	A
	2003	**B**	**B**	**A**	**B**	**B**	**A**	**B**
Sécurité des sites	2001	B	B	B	B	B	B	B
	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**
Garanties	2001	A	A	A	A	A	A	A
	2002	A	A	A	A	A	A	A
	2003	**A**	**A**	**A**	**A**	**A**	**A**	**A**

Les cotes de programme qui, en 2003, ont changé depuis le rapport annuel 2002 sont sur fond de couleur différente.

Légende :

A = Supérieur aux exigences	B = Répond aux exigences	C = Inférieur aux exigences	D = Très inférieur aux exigences	E = Inacceptable

Tendances des cotes de « mise en œuvre » pour les neuf domaines de sûreté d'après les rapports annuels

Domaine de sûreté	Année du rapport	Bruce		Darlington	Pickering		Gentilly-2	Point Lepreau
		A	B		A	B		
Exploitation	2001	-	B	C	-	C	B	B
	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	**B**	**B**	**B**	**B**	**C**	**B**	**B**
Assurance du rendement	2001	-	C	C	-	C	C	C
	2002	C	C	C	B	C	C	C
	2003	**B**	**B**	**C**	**C**	**B**	**C**	**C**
Conception et analyse	2001	-	B	B	B	B	B	B
	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	**B**	**B**	**B**	**B**	**C**	**B**	**B**
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	2001	-	B	B	B	B	B	B
	2002	C	B	B	B	B	B	B
	2003	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**
Préparation aux situations d'urgence	2001	A	A	A	A	A	A	B
	2002	A	A	A	A	A	A	C
	2003	**A**	**A**	**A**	**A**	**A**	**A**	**C**
Protection de l'environnement	2001	A	A	A	A	A	A	A
	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**
Radioprotection	2001	B	B	B	B	B	C	B
	2002	B	B	B	B	B	C	B
	2003	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**C**	**B**
Sécurité des sites	2001	B	B	B	B	B	B	B
	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**	**B**
Garanties	2001	A	A	A	A	A	A	A
	2002	A	A	A	A	A	A	A
	2003	**A**	**A**	**A**	**A**	**A**	**A**	**B**

Les cotes de mise en œuvre qui, en 2003, ont changé depuis le rapport annuel 2002 sont sur fond de couleur différente.

Légende :

A = Supérieur aux exigences	B = Répond aux exigences	C = Inférieur aux exigences	D = Très inférieur aux exigences	E = Inacceptable

INTRODUCTION

Pour satisfaire aux exigences de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (LSRN) et de ses règlements d'application, les titulaires de permis doivent mettre en œuvre des programmes qui comportent des mesures adéquates pour protéger l'environnement, pour préserver la santé et la sécurité des personnes, pour maintenir la sécurité nationale et pour respecter les obligations internationales du Canada.

Le présent rapport décrit sommairement l'évaluation effectuée par le personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) à l'égard du rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada en 2003. L'évaluation est faite par rapport aux exigences réglementaires de la LSRN et de ses règlements d'application, ainsi qu'aux conditions des permis d'exploitation et aux normes applicables. Les programmes des titulaires de permis sont regroupés en neuf domaines de sûreté, et l'on évalue la conception des programmes et leur mise en œuvre ou rendement. La section 1 du présent rapport comprend une description générale des domaines de sûreté et des programmes qui les composent de même que quelques-unes des exigences pertinentes. De plus, la section 1 présente une comparaison entre les centrales, ainsi que les tendances d'une année à l'autre et fait ressortir les questions importantes qui touchent l'ensemble du secteur nucléaire. La section 2 est axée sur chacun des sites de centrales nucléaires et fournit plus de détails sur l'évaluation des domaines de sûreté et des programmes, en particulier si les programmes ou leur mise en oeuvre n'ont pas répondu aux attentes du personnel de la CCSN.

Les conclusions du présent rapport s'appuient sur des données recueillies au cours d'inspections effectuées par le personnel de la CCSN et d'études de documents et d'événements et sur les indicateurs de rendement (IR) de la CCSN. Les réacteurs des centrales nucléaires de Bruce-A et de Pickering-A n'ont pas été opérationnels pendant toute l'année 2003 ou presque. Pour son évaluation, le personnel de la CCSN a évalué des activités touchant le redémarrage des réacteurs à ces centrales. Afin de pouvoir évaluer le rendement en matière de sûreté à Bruce-A et Pickering-A, le personnel de la CCSN a aussi fait des observations relativement aux programmes de Bruce Power et d'Ontario Power Generation qui sont génériques à leurs centrales.

En 2003, les titulaires d'un permis d'exploitation d'une centrale nucléaire se sont vus imposer des changements quant à l'information obligatoire à rapporter par l'entremise de conditions de permis, qui incorporaient la norme d'application de la réglementation S-99, intitulée « Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires ». Parmi les renseignements que les titulaires de permis doivent fournir figure un rapport sur la surveillance de l'environnement à remettre au plus tard le 30 avril de chaque année. Ainsi, l'évaluation de l'information contenue dans les rapports 2003 sur la surveillance de l'environnement ne pouvait être incluse dans le présent rapport.

Les IR pour 2003 et les années antérieures sont présentés sous forme de tableaux et abordés à la section 3. Chaque titulaire de permis soumet ses données sur les IR à la CCSN tous les trimestres.

Certains termes spécialisés et techniques sont définis à l'annexe A et apparaissent en italique la première fois qu'ils sont utilisés dans le texte. La liste des sigles employés dans le présent

document se trouve à l'annexe B, et les cotes attribuées pour chaque programme et domaine de sûreté reposent sur le système de cotation décrit à l'annexe C.

Les événements importants ou les faits saillants de 2003 pour les sites autorisés ont été rapportés à la Commission par l'entremise de *documents aux commissaires* (CMD) intitulés « rapports des faits saillants » (RFS). L'annexe D, qui repose sur les RFS, décrit les faits saillants relatifs aux centrales nucléaires en 2003 et les activités de suivi.

Enfin, l'annexe E décrit l'état actuel des dossiers génériques concernant chaque titulaire de permis.

SECTION 1

SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES DANS L'ENSEMBLE

La présente section du rapport décrit les domaines de sûreté et les programmes et définit quelques-unes des exigences importantes. Le personnel de la CCSN cote les programmes (P) des titulaires de permis et leur mise en œuvre (M) séparément, et les cotes attribuées pour chaque programme et domaine de sûreté sont fondées sur le système de cotation défini à l'annexe C. Les cotes des titulaires de permis en 2003 pour les domaines de sûreté et les programmes sont également comparées dans cette section 1.

La figure 1 (à la page suivante) montre l'emplacement des centrales nucléaires au Canada, le nombre de tranches par centrale et leur capacité de production d'électricité, la date de mise en service initiale, le nom des titulaires de permis et les dates d'expiration des permis. Des 22 réacteurs CANDU pour lesquels la Commission a délivré des permis d'exploitation, 16 ont fourni de l'électricité au réseau en 2003. Cela inclut deux tranches (la tranche 4 de la centrale de Pickering-A et la tranche 4 de la centrale de Bruce-A) qui ont été redémarrées à la fin de l'année à la suite de travaux de remise en état. Des travaux de remise en état ont aussi été effectués sur quatre autres tranches (les tranches 1 à 3 de la centrale de Pickering-A et la tranche 3 de la centrale de Bruce-A), tandis que deux tranches étaient toujours en *état d'arrêt* avec le combustible déchargé (les tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A).

DONNÉES RELATIVES AUX CENTRALES							
Centrales	Bruce-A	Bruce-B	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Gentilly-2	Point Lepreau
Titulaires de permis	Bruce Power	Bruce Power	Ontario Power Generation	Ontario Power Generation	Ontario Power Generation	Hydro-Québec	Énergie Nouveau-Brunswick
Nombre de tranches	4	4	4	4	4	1	1
Capacité brute de production d'électricité par réacteur (en mégawatts)	904	915	935	542	540	675	680
Entrée en service	1976	1984	1989	1971	1982	1982	1982
Expiration des permis	2009/03/31	2009/03/31	2008/02/29	2005/06/30	2008/06/30	2006/12/31	2005/12/31

Figure 1 : Emplacement des centrales nucléaires au Canada et données relatives à celles-ci

EXPLOITATION

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	B	C	B	B	B	B

L'exploitation concerne la conduite des opérations de même que la gestion de l'organisation et de la centrale. La gestion de l'organisation et de la centrale est un programme de portée générale qui tient compte des constatations faites dans tous les domaines de sûreté qui s'appliquent au rendement global de la centrale, comme la culture de sûreté et l'examen des transitoires. Ce domaine de sûreté comprend aussi la santé et sécurité au travail (non radiologique).

Les 14 réacteurs qui étaient disponibles pendant la majeure partie de l'année (à l'exception des centrales de Bruce-A et de Pickering-A) ont fonctionné pendant environ 77 % du temps. Ce nombre est inférieur à celui enregistré en 2002; les baisses les plus notables ont été signalées à la centrale de Pickering-B, où les tranches ont fonctionné, en moyenne, pendant 64 % de l'année, et à celle de Gentilly-2, où le réacteur a fonctionné pendant 65 % de l'année. Les réacteurs de la centrale de Bruce-B, lorsqu'ils fonctionnaient, étaient limités à 90 % de leur pleine puissance.

Dans l'ensemble, les études menées par le personnel de la CCSN ont permis de conclure que les titulaires de permis disposaient généralement d'une organisation adéquate pour gérer et exploiter leurs centrales. L'examen du domaine de l'exploitation et l'évaluation des autres domaines de sûreté dans le présent rapport corroborent la conclusion selon laquelle les centrales nucléaires au Canada ont été exploitées de manière sûre en 2003.

GESTION DE L'ORGANISATION ET DE LA CENTRALE

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	B	C	B	B	B	B

Le programme de gestion de l'organisation et de la centrale concerne l'examen général de l'exploitation. Il englobe des sujets d'examen de haut niveau et des renseignements provenant de programmes individuels applicables au rendement global, ainsi que des sujets qui relèvent directement de la direction de la centrale. Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont montré qu'en 2003, des organisations et des programmes adéquats étaient en place en vue de l'exploitation sûre des centrales.

La vente de Bruce Power par son principal actionnaire, British Energy, à un nouveau consortium canadien a été finalisée au début de 2003. Selon le personnel de la CCSN, cette vente n'a eu aucun effet sur l'exploitation. Dans le cadre de sa transition vers une organisation à six tranches, Bruce Power a transféré la responsabilité de la division de l'entretien et des services du contrôle des travaux et des arrêts à l'ingénieur en chef. Cela devrait favoriser une meilleure uniformité et une attention accrue sur les travaux d'entretien.

En 2003, aucun travailleur ni aucun membre du public n'a reçu de dose de rayonnement dépassant les limites réglementaires. Les rejets provenant de toutes les centrales ont aussi été inférieurs aux limites réglementaires. Des doses et rejets faibles demeurent en 2003 un point fort du rendement des centrales nucléaires. Ces observations sont des indicateurs généraux de ce qu'une organisation et une gestion efficaces des centrales ont apporté à la sûreté. Cependant, l'état dégradé de l'équipement de certains systèmes de la centrale de Pickering-B, qui a mené à un nombre élevé de transitoires et d'arrêts forcés en 2003, était attribuable à des lacunes dans la mise en œuvre des systèmes organisationnels et de gestion de la centrale. Ce sujet est abordé dans les sous-sections suivantes, et d'autres détails sont fournis à la section 2.

Le personnel de la CCSN se sert des *points à régler* pour porter à l'attention des titulaires de permis les problèmes qui nécessitent la prise rapide de mesures correctives. En 2003, le personnel de la CCSN a ouvert 87 points à régler et en a clos 93. Il était satisfait de la manière dont les titulaires de permis se conformaient aux exigences relatives à la gestion des points à régler, aux rapports de faits saillants à soumettre de même qu'à l'analyse et le suivi du rendement des systèmes de leurs centrales. De plus, ces derniers continuent de rapporter de leur propre chef des événements qui peuvent sembler mineurs, ce qui révèle une bonne attitude de questionnement de la part de leur personnel.

Il y a lieu de noter que Bruce Power a mis sur pied un comité d'examen des événements qui se réunit chaque mois sous la présidence du chef de la direction. Ce comité s'occupe principalement d'examiner tous les faits saillants devant être rapportés afin de s'assurer que la véritable cause a été déterminée et que des mesures efficaces ont été prises pour corriger la situation.

CONDUITE DES OPÉRATIONS

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

Le programme de conduite des opérations concerne le rendement du personnel chargé de la conduite des opérations. Il englobe les activités effectuées par les opérateurs pour démontrer que l'exploitation des systèmes de la centrale est sûre et qu'ils sont conscients de la philosophie d'exploitation identifiée par les trois mots : refroidir, contrôler et confiner. Il comprend les programmes des titulaires de permis relatifs aux inspections opérationnelles, au respect des procédures, aux communications, aux autorisations, au contrôle des changements et à la gestion des arrêts. Pour vérifier ces programmes, le personnel de la CCSN procède à des examens des documents ainsi qu'à des inspections sur place des systèmes et des pratiques opérationnelles. En 2003, il a effectué environ 65 inspections de Type I (audits et évaluations) et 482 inspections de Type II (inspections de l'équipement et des systèmes et évaluations des pratiques opérationnelles). La plupart des inspections ont confirmé que les procédures et documents directeurs des titulaires de permis étaient conformes aux exigences de la CCSN et qu'aucune mesure corrective n'était nécessaire. Dans le cas des inspections qui exigeaient la prise de telles

mesures, le personnel de la CCSN a constaté que les titulaires de permis appliquaient des mesures appropriées pour corriger les lacunes.

En 2003, douze tranches en service ont été mises à l'arrêt comme prévu à des fins d'entretien (à l'exception des centrales de Bruce-A et de Pickering-A), pour un total de 726 jours. L'arrêt le plus long a duré 130 jours, et s'est prolongé jusqu'en 2004; il s'agissait de celui de la tranche 8 de la centrale de Bruce-B. La surveillance exercée par le personnel de la CCSN au cours des arrêts a pour but d'assurer l'application des principes régissant la sûreté des réacteurs et de veiller à ce que les titulaires de permis mettent bien en œuvre les programmes nécessaires, comme l'entretien, la radioprotection et le contrôle des doses de rayonnement. Le personnel de la CCSN examine comment le titulaire de permis s'acquitte de la planification et de l'organisation des arrêts pour s'assurer que les travaux importants pour la sûreté sont effectués. En 2003, il a trouvé que la planification et l'exécution de ces arrêts étaient acceptables.

En résumé, le personnel de la CCSN a constaté que tous les titulaires de permis ont réussi à mettre en œuvre des programmes appropriés pour démontrer que les systèmes de leurs centrales étaient exploités de façon sûre.

SANTÉ ET SÉCURITÉ AU TRAVAIL (NON RADIOLOGIQUE)

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

Le programme de santé et sécurité au travail est celui que l'employeur et les travailleurs doivent mettre en œuvre pour s'assurer qu'à la centrale, le risque présenté par les dangers non radiologiques est réduit au minimum. En 2003, tous les titulaires de permis ont respecté les exigences et répondu aux attentes concernant ce programme et sa mise en œuvre à tous les sites. À la centrale de Gentilly-2, le personnel de la CCSN a constaté une amélioration sur le plan du port d'équipement de protection individuelle (casques, lunettes de sécurité). À de nombreuses occasions, il a noté la présence sur les lieux de travail de cadres d'Hydro-Québec qui vérifiaient le respect des directives en matière de santé et sécurité.

ASSURANCE DU RENDEMENT

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	C	B	C	B	B	C	C	C	C

L'assurance du rendement se rapporte aux politiques et aux programmes de l'organisation et à leur impact sur le niveau de qualité et de sûreté. La gestion de la qualité, le rendement humain et la formation sont des programmes de portée générale. Autrement dit, le rendement au chapitre de ces programmes influence le rendement dans d'autres ainsi que l'efficacité de l'ensemble des processus de gestion d'une centrale. Le personnel de la CCSN cote ce domaine de sûreté en évaluant l'élaboration, la mise en œuvre et l'amélioration continue des politiques, des normes et des procédures exigées pour la gestion des programmes du titulaire de permis. L'assurance du rendement regroupe trois programmes, soit ceux de gestion de la qualité, des facteurs humains et de formation.

En 2003, on a noté des faiblesses au niveau de l'assurance du rendement à certains des sites. Les cotes « C » attribuées pour ce domaine de sûreté s'appuient sur au moins deux cotes « C » pour les programmes individuels qui font partie du domaine en question. Les centrales de Darlington et de Pickering-A ont chacune obtenu une cote « C » pour la mise en œuvre des programmes dans le cadre de l'assurance du rendement, alors que celles de Gentilly-2 et de Point Lepreau ont chacune obtenu une cote « C » pour la conception et la mise en œuvre des programmes. Les programmes qui composent le domaine de sûreté qu'est l'assurance du rendement sont décrits ci-après. Les détails concernant les cotes pour chaque site sont fournis à la section 2.

GESTION DE LA QUALITÉ

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	C	B	C	B	C	C	C	C	C

Le programme de gestion de la qualité regroupe les activités coordonnées pour orienter et contrôler une organisation à l'égard de la qualité et de la sûreté. La gestion de la qualité est axée sur l'obtention de résultats, en rapport avec les objectifs de qualité, pour que les besoins, les attentes et les exigences des parties concernées soient satisfaits.

Un programme de gestion de la qualité en matière d'exploitation exige que l'ensemble intégré des processus documenté dans les manuels, les politiques, les normes et les procédures soit celui qui est nécessaire à l'exploitation sûre de la centrale. Tous les permis d'exploitation des centrales sont assortis d'une condition exigeant que la série de normes N286 de l'Association canadienne de normalisation (CSA) constitue l'exigence réglementaire en la matière.

En 2003, Ontario Power Generation (OPG) a continué d'éprouver des difficultés avec la mise en œuvre de mesures correctives efficaces à l'égard des programmes qui ont une incidence sur son

programme relatif aux enveloppes sous pression. Cela a eu pour effet de retarder davantage le dépôt du rapport d'état de préparation que le personnel de la CCSN exige avant de fixer une date pour l'étude de mise en œuvre requise pour qu'OPG obtienne les certificats d'autorisation nécessaires à l'exécution de travaux sur les enveloppes sous pression. Par conséquent, le personnel de la CCSN a élargi l'exigence forçant ainsi OPG à confier à des entreprises certifiées les travaux de modification et de fabrication concernant lesdites enveloppes.

FACTEURS HUMAINS

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	C	B	B	B	B	C	C	C	C

Le programme des facteurs humains a pour objectif de réduire le risque d'erreur humaine en tenant suffisamment compte des facteurs qui peuvent influer sur le rendement humain. Voici des facteurs humains clés que le personnel de la CCSN examine pour s'assurer que les titulaires de permis répondent aux attentes réglementaires : les facteurs humains dans la conception, l'organisation du travail et la conception des tâches (p. ex., les niveaux de dotation, les heures de travail), le rendement humain dans l'étude de l'expérience opérationnelle et l'*analyse des causes fondamentales* et les aspects des procédures et des outils de travail qui concernent la fiabilité humaine et la convivialité. De plus, en 2003, les programmes des titulaires de permis dans le domaine du rendement humain ont été ajoutés à la liste des facteurs humains ci-dessus.

Le personnel de la CCSN a continué d'examiner les activités en vue de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Les cotes « C » attribuées à Gentilly-2 et à Point Lepreau sont attribuables aux faiblesses qui existent toujours dans leurs processus pour apporter des modifications à la conception; les détails sont fournis à la section 2.

En 2003, on a évalué la culture de sûreté à Point Lepreau. Les résultats ont révélé que le rendement de la centrale s'était amélioré depuis l'évaluation de l'organisation et de la gestion effectuée sept ans auparavant. Les données ont été comparées à celles recueillies à Point Lepreau par d'autres moyens d'inspection. Un atelier a eu lieu afin de comparer les résultats des diverses méthodes de collecte de données et de les vérifier par rapport à ceux fournis par l'analyse réalisée d'après l'évaluation de la culture de sûreté. On a noté des similitudes et des écarts entre les deux méthodes. Il est toutefois possible d'intégrer ces dernières pour tracer un profil complet de l'organisation. Des travaux sont toujours en cours afin de permettre au personnel de la CCSN de coter la culture de sûreté à chaque centrale.

Le personnel de la CCSN a rencontré celui de la centrale de Darlington tous les trimestres en vue de l'élaboration du programme de culture de sûreté de ce titulaire de permis. En 2003, OPG a entrepris plusieurs fois d'évaluer elle-même la culture de sûreté et a procédé à des évaluations indépendantes en collaboration avec des pairs à l'interne et à l'externe.

Au début de 2004, un symposium sur la culture de sûreté a eu lieu avec le secteur nucléaire. Les délégués ont fourni un feedback positif à cette initiative au personnel de la CCSN. Celle-ci a

prévu la tenue d'un atelier de suivi qui réunira des représentants du secteur et visera à poursuivre le travail amorcé au symposium afin d'en arriver à une compréhension commune de ce sujet complexe.

FORMATION

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	C	B	C	B	C	B	B	B	B	B	C

Le programme de formation a pour but de s'assurer qu'il existe un nombre suffisant de personnes qualifiées pour mener les activités autorisées. Le personnel de la CCSN s'attend à ce que les titulaires de permis établissent et mettent en œuvre des programmes de formation adéquats pour répondre à ce besoin. Ces programmes, comprenant des méthodes d'évaluation, doivent permettre au personnel du titulaire de permis dans toutes les catégories d'emploi pertinentes de posséder les connaissances et les compétences voulues pour accomplir de façon sûre les tâches requises. Les cotes pour la formation reposent actuellement sur l'examen des programmes de formation, effectué à l'aide de critères fondés sur la méthodologie appelée *approche systématique à la formation* (ASF), et non sur les résultats obtenus par les candidats des titulaires de permis aux examens d'accréditation. Cependant, l'accréditation satisfaisante et continue des travailleurs est nécessaire pour toutes les centrales.

En 2003, les évaluations de programme étaient axées sur les programmes de formation à l'accréditation requis pour atteindre un niveau acceptable avant le transfert des examens réglementaires d'accréditation aux titulaires de permis. Jusqu'à présent, le personnel a complété dix évaluations portant sur la formation propre aux centrales et à celle sur simulateur pour les candidats aux postes d'opérateur de salle de commande et de chef de quart des différentes centrales. Ces évaluations ont permis de déceler des lacunes dans la plupart des programmes, et les titulaires de permis s'en occupent actuellement par le biais de leurs plans de mesures correctives. Le personnel de la CCSN mènera des activités de suivi pour vérifier si les mesures correctives proposées auront été appliquées et continuera les évaluations des programmes de formation déjà cédulées. Tous les titulaires de permis sont cotés « B » pour la partie programme, car les descriptions de programme sont acceptables et ils font preuve de l'engagement nécessaire. Même si la mise en œuvre de l'ASF se reflète dans les cotes « C », on note que des améliorations ont été observées à tous les sites pendant la période d'évaluation. Les cotes « C » ne sont pas anormales au début de ce genre de projets, et elles n'indiquent pas une diminution de rendement à ces sites. Les titulaires de permis s'occupent des questions touchant le transfert des examens.

Le personnel de la CCSN fait passer des examens basés sur les connaissances et les habiletés afin d'évaluer la compétence du personnel des titulaires de permis qui occupent des postes critiques pour la sûreté. En 2003, la phase I du transfert des examens d'accréditation de la CCSN aux titulaires de permis s'est poursuivie. Pendant cette phase, supervisée par le personnel de la CCSN, les titulaires de permis ont préparé, fait passer et corrigé tous les examens écrits et sur simulateur pour les candidats aux postes d'opérateur de salle de commande et de chef de quart. Les titulaires de permis ont réalisé ces travaux en conformité par rapport aux procédures de la

CCSN. Le personnel de la CCSN a continué d'approuver et de faire passer les examens d'accréditation et de distribuer les résultats.

En 2003, le taux de réussite des candidats aux postes de chef de quart et d'opérateur de salle de commande aux examens de la CCSN a été de 93 % (142 des 152 candidats ont réussi leur examen). Ce taux est à la baisse par rapport à 2002, alors qu'il s'établissait à 96 % (108 candidats sur 112), mais il demeure bien supérieur au taux historique moyen de 86 %.

Le document « Norme relative aux tests de requalification pour le personnel de quart accrédité des centrales nucléaires canadiennes » a été publié en juillet 2003, et est devenu une exigence réglementaire par l'entremise d'une condition aux permis d'exploitation à la plupart des sites (les autres permis seront modifiés en 2004). Ce document définit les exigences concernant les examens que le personnel de quart accrédité des centrales nucléaires doit réussir pour que son accréditation soit renouvelée.

CONCEPTION ET ANALYSE

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	C	C	B	B	B	B

Le domaine de sûreté « conception et analyse » concerne les activités qui influent sur la capacité des systèmes d'une centrale nucléaire de satisfaire constamment à leurs critères de conception, compte tenu des nouveaux renseignements découlant de l'expérience d'exploitation, de l'analyse de sûreté ou de l'examen des questions de sûreté. Si l'on découvre une nouvelle défaillance ou un phénomène de dégradation, le personnel de la CCSN en fait, s'il y a lieu, un point à régler. Le titulaire de permis doit alors prendre des mesures correctives provisoires pour assurer le maintien des marges de sûreté du réacteur. Le personnel de la CCSN assure ensuite le suivi du point à régler, jusqu'à ce qu'il ait été réglé de manière satisfaisante et définitive.

En 2003, les examens de la conception et de l'analyse effectués par le personnel de la CCSN ont révélé que tous les titulaires de permis continuent de fournir des analyses et un suivi acceptables face aux nouvelles questions de sûreté. Cependant, le rendement de la centrale de Pickering-B à la suite de la panne du 14 août a soulevé certaines inquiétudes concernant la manière dont certains systèmes étaient conçus. Ces problèmes contribuent à la cote « C » attribuée à cette centrale; d'autres détails sont fournis à la section 2.

ANALYSE DE LA SÛRETÉ

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

L'analyse de sûreté concerne la confirmation que la probabilité et les conséquences d'une gamme d'accidents de références (AR) sont acceptables. Les résultats de l'analyse permettent aussi de définir des limites opérationnelles sûres. Les titulaires de permis pour l'exploitation d'une centrale effectuent régulièrement des analyses de la sûreté pour confirmer que les modifications apportées à la conception de la centrale sont telles que les conséquences d'accidents de référence répondent toujours aux exigences de la CCSN. Le personnel de la CCSN examine surtout les analyses de la sûreté pour vérifier qu'elles reposent sur des hypothèses raisonnablement conservatrices, se fondent sur des modèles validés, ont une portée appropriée et révèlent des résultats acceptables.

Une condition du permis d'exploitation des centrales nucléaires exige notamment des titulaires qu'ils fournissent tous les trois ans un rapport de sûreté mis à jour à la CCSN pour garantir que le document reflète toujours la conception et le fonctionnement actuels des installations ainsi que les modifications apportées à l'analyse de sûreté.

En 2003, les examens effectués par le personnel de la CCSN ont confirmé que les titulaires de permis exécutaient des analyses adéquates de la sûreté. De plus, tous les titulaires de permis ont soumis des mises à jour de leurs rapports de sûreté, comme ils étaient tenus de le faire.

QUESTIONS DE SÛRETÉ

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

Les questions de sûreté concernent l'identification et la résolution des questions découlant des travaux de recherche, de l'intégration de nouvelles connaissances, de l'analyse des risques ou des stratégies d'atténuation des accidents.

Une préoccupation touchant la sûreté qui ne peut être réglée d'après les connaissances actuelles est appelée question de sûreté en suspens. Le personnel de la CCSN a officiellement inscrit les questions de sûreté en suspens qui sont communes à plusieurs centrales et de nature complexe comme étant des « dossiers génériques » (DG). D'autres travaux, qui comprennent à l'occasion de la recherche expérimentale, sont requis pour déterminer avec plus d'exactitude l'effet global d'un PRG sur la sûreté des installations. Néanmoins, le personnel de la CCSN estime qu'il est possible de poursuivre l'exploitation de la centrale, car la plupart des PRG se rapporte à des situations où les marges de sûreté existent toujours mais pourraient se dégrader. Les questions

où l'importance pour la sûreté est confirmée et immédiate sont examinées en priorité par d'autres moyens.

Pour s'assurer que les attentes de la CCSN relativement à chaque PRG sont claires, le personnel de la CCSN a élaboré des énoncés de position qui comprennent des critères de fermeture et un délai prévu à cet égard. En 2003, des progrès ont été réalisés sur certaines questions, tandis que pour d'autres, ils se sont avérés plus lents que prévu. La même année, dix-sept PRG étaient actifs, aucun n'a été créé et trois ont été résolus. Les progrès réalisés quant à chacun des PRG sont décrits à l'annexe E. Le personnel de la CCSN estime que tous les titulaires de permis ont réalisé des progrès adéquats relativement aux autres questions de sûreté.

CONCEPTION

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	C	C	B	B	B	B

La conception concerne le maintien des spécifications initiales de la centrale en fonction des normes modernes et des meilleures pratiques ou des correctifs apportés aux lacunes relevées antérieurement.

Le personnel de la CCSN examine la conception des centrales pour s'assurer que les titulaires de permis tiennent à jour une description documentée de l'équipement, incluant la qualification de l'équipement et les exigences en matière de classification. Il examine les programmes de modification à la conception et d'amélioration de la sûreté et les programmes qui ont des incidences sur la sûreté d'exploitation de la centrale en général, comme la protection contre l'incendie. En 2003, le personnel de la CCSN était toujours satisfait des progrès réalisés par les titulaires de permis quant aux modifications physiques apportées aux centrales en vue de résoudre les problèmes cernés. Quelques modifications apportées à la conception dignes de mention sont décrites à la section 2.
Le personnel de la CCSN est satisfait des progrès réalisés par les titulaires de permis quant à la mise en œuvre d'améliorations physiques pour la protection contre l'incendie, amorcée en raison de PRG et d'une analyse des risques. La plupart des projets d'améliorations pour la suppression et la détection sont maintenant achevés ou devraient l'être en 2004.

Dans l'ensemble, le programme de conception répondait aux attentes du personnel de la CCSN à tous les sites, à l'exception de la centrale de Pickering-B. Les détails concernant la cote de Pickering-B et son incidence sur le domaine de la conception et de l'analyse sont fournis à la section 2.

APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

L'aptitude fonctionnelle de l'équipement englobe les programmes qui ont une incidence sur l'état physique des structures, des systèmes et des composants (SSC) de la centrale. Ce domaine de sûreté englobe les programmes d'entretien, d'intégrité structurale, de la fiabilité et de qualification de l'équipement. Pour s'assurer que les SSC qui sont importants pour la sûreté dans les centrales nucléaires sont efficaces et le demeurent au fil du temps, les titulaires de permis doivent établir des programmes adéquats de *qualification environnementale* (QE) et intégrer les résultats des programmes d'inspection et de fiabilité dans leurs activités d'entretien.

Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont révélé qu'en 2003 les titulaires de permis ont généralement répondu aux attentes concernant l'aptitude fonctionnelle de l'équipement.

ENTRETIEN

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	C	C	B	B	B	B

L'entretien concerne les exigences et les activités destinées à maintenir les systèmes, les composants et les structures des centrales dans un état conforme aux exigences de conception actuelles et aux résultats des analyses.

Les titulaires de permis doivent maintenir leurs SSC dans un état qui est conforme aux exigences de conception actuelles et aux résultats des analyses ainsi que mettre en œuvre un programme d'entretien comprenant une organisation, des outils et des procédures acceptables. Ils doivent également démontrer que d'autres programmes connexes concernant la fiabilité, la QE, la formation, la surveillance technique, l'approvisionnement et la planification soutiennent efficacement le programme d'entretien.

Les programmes d'entretien des sites répondaient aux attentes du personnel, à l'exception de celui de la centrale de Pickering-B (les détails sont fournis à la section 2).

INTÉGRITÉ STRUCTURALE

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

L'intégrité structurale concerne les inspections périodiques visant à confirmer que les équipements majeurs demeurent en bon état.

Le personnel de la CCSN exige que les titulaires de permis élaborent des stratégies pour gérer les problèmes d'intégrité structurale, y compris pour surveiller, évaluer et atténuer les problèmes et pour remplacer les composants dégradés, le cas échéant. Les titulaires de permis effectuent des inspections périodiques pour confirmer que demeurent en bon état les équipements majeurs du circuit caloporteur primaire (CCP) et des systèmes de sûreté qui sont importants pour la santé et la sécurité des travailleurs et du public et la protection de l'environnement. Ces inspections portent surtout sur les *tubes de force*, les *tuyaux d'alimentation* et les *tubes des générateurs de vapeur*.

En 2003, le personnel de la CCSN a constaté que les titulaires de permis ont appliqué des mesures acceptables et ont adapté de manière appropriée leurs programmes d'inspection de sorte à bien gérer les dégradations relevées. Le personnel de la CCSN a jugé qu'en 2003, l'équipement des titulaires de permis pour tous les sites était demeuré en bon état.

En 2003, le personnel de la CCSN a donné pour consigne aux centrales de Bruce-B, de Gentilly-2 et de Point Lepreau de mettre à jour leurs programmes d'inspections périodiques en fonction des normes actuelles. Les activités présentement en cours pour effectuer une mise à niveau de Bruce-A ne répondent pas encore complètement aux attentes du personnel de la CCSN. Durant la même année, les centrales de Gentilly-2 et de Point Lepreau ont éprouvé des difficultés avec des tuyaux d'alimentation fissurés qui ont dû être réparés lors des arrêts. D'autres détails sur ces questions sont fournis à la section 2.

FIABILITÉ

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

La fiabilité concerne l'exécution d'évaluations, d'essais et de mesures de surveillance, l'établissement d'objectifs ainsi que la production de rapports sur les systèmes susceptibles, en cas de défaillance, d'influer sur le risque d'un rejet de matières radioactives ou dangereuses.

Les titulaires de permis doivent veiller à ce que les systèmes dont la défaillance influe sur le risque d'un rejet de matières radioactives fassent partie d'un programme de fiabilité. Ils doivent instaurer un programme qui prévoit l'établissement d'objectifs de fiabilité, l'exécution

d'évaluations, d'essais et de mesures de surveillance axés sur la fiabilité ainsi que la production de rapports. Les examens des programmes de fiabilité effectués par le personnel de la CCSN portent surtout sur les éléments suivants :

- les modèles de fiabilité et la vérification des données;
- la disponibilité des systèmes de sûreté;
- le programme d'essais;
- la production des rapports.

En 2003, tous les titulaires de permis ont produit leurs rapports de fiabilité annuels, ont soumis leurs rapports trimestriels, ont continué à élaborer et à mettre à jour leurs programmes de fiabilité selon la norme d'application de la réglementation S-98 et ont continué de suivre les programmes d'essais obligatoires. Ils ont répondu aux attentes du personnel de la CCSN en ce qui concerne leurs programmes de fiabilité. Tous les systèmes de sûreté respectaient les objectifs réglementaires de disponibilité, bien que pendant quelques heures, à la centrale de Pickering-B, lors de la panne du 14 août, les pompes à haute pression du système de refroidissement d'urgence du cœur et certains systèmes de sûreté auxiliaires n'aient pas été disponibles. Le personnel de la CCSN évalue actuellement l'impact de la fiabilité du réseau électrique sur celle de l'équipement de sûreté des centrales.

QUALIFICATION DE L'ÉQUIPEMENT

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

La qualification de l'équipement concerne les exigences fonctionnelles et de rendement propres à chaque centrale et qui visent à assurer que les SSC peuvent fonctionner de manière sûre. La qualification environnementale (QE) constitue une partie importante du programme de qualification de l'équipement. La QE a pour objet de garantir la capacité de l'équipement à remplir au fil du temps la fonction de sûreté pour laquelle il a été conçu, incluant dans des conditions environnementales extrêmes découlant d'accidents de référence. Par l'entremise de conditions de permis, la CCSN exige que tous les titulaires de permis se soient dotés de programmes efficaces de QE d'ici au 30 juin 2004. Pour être jugés efficaces, les programmes de QE doivent respecter un certain nombre de critères d'acceptation élaborés par le personnel de la CCSN. Les titulaires de permis doivent :

a) posséder un programme documenté de QE et avoir mis en place des processus connexes;
b) s'assurer que les processus et les procédures de QE respectent les normes reconnues du secteur nucléaire;
c) installent (ou remplacent) l'équipement requis et disposent de preuves à l'effet qu'il est capable de remplir la fonction de sûreté pour laquelle il a été conçu;
d) avoir à la centrale tous les documents relatifs à la QE;
e) mettre au point un programme pour évaluer, en période normale d'exploitation, la dégradation et les défaillances de l'équipement répondant aux exigences de QE;

f) veiller à ce que les processus de QE soient conformes au programme d'AQ de la centrale;
g) apprendre au personnel de conduite et d'entretien les principes et les processus de QE.

Ces dernières années, les titulaires de permis ont fait progresser leurs travaux sur les programmes de QE et ont réalisé des progrès appréciables vers le respect des critères d'acceptation susmentionnés. Le personnel de la CCSN a examiné et accepté les documents de QE des titulaires de permis qui définissent leurs programmes, leurs processus et leurs procédures en la matière. Le point c) représente la partie la plus importante et la plus exigeante en termes de ressources des travaux d'amélioration de la QE.

Les progrès réalisés aux différents sites visant à respecter l'échéance de QE sont décrits à la section 2. Les améliorations apportées à la QE varient considérablement parce que des normes différentes ont été appliquées au moment de la conception. Dans le cas des centrales plus vieilles conçues en l'absence de normes, la QE reposait sur le recours à des composants électriques commerciaux de haute qualité. Par conséquent, on a remplacé davantage d'équipement dans les plus vieilles centrales que dans celles qui étaient construites en vertu de normes plus récentes.

Parmi les autres sujets d'examen dans le programme de la qualification de l'équipement figurent le contrôle de la chimie de l'eau et la protection contre l'incendie. En 2003, le personnel de la CCSN était satisfait à la fois du format et du contenu des résumés de rendement en matière de chimie soumis chaque trimestre en vertu de la norme d'application de la réglementation S-99. Il était généralement satisfait des programmes des titulaires de permis portant sur les inspections en matière de protection contre l'incendie et de leur mise en œuvre (sauf dans le cas de la centrale Pickering-B, tel que décrit à la section 2).

PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C

La préparation aux situations d'urgence concerne le plan des mesures d'urgence global et le programme de préparation aux situations d'urgence, ainsi que les résultats de tous les exercices de simulation d'urgence.

Pour pouvoir réagir efficacement en cas d'urgence, les titulaires de permis doivent disposer d'un plan de mesures d'urgence global, comprenant un programme de préparation aux situations d'urgence. Ils doivent également assurer la capacité d'intervention de leur personnel par des exercices de simulation d'urgence. Pour juger de la capacité d'un titulaire de permis à cet égard, le personnel de la CCSN évalue le plan des mesures d'urgence et le programme de préparation aux situations d'urgence, de même que les résultats des exercices de simulation. L'évaluation du plan donne une idée de l'efficacité de la stratégie d'intervention. L'examen du programme de

préparation aux situations d'urgence permet de vérifier que tous les éléments du plan d'intervention sont effectivement en place et maintenus dans un état approprié. Enfin, en évaluant le personnel dans le cadre d'une simulation d'accident nucléaire, on peut évaluer la capacité d'intervention elle-même.

En 2003, le personnel de la CCSN a évalué un exercice complet d'intervention en cas d'urgence à la centrale de Bruce-A, un exercice d'envergure qui faisait intervenir les autorités et les organisations hors site à la centrale Pickering-B, une simulation d'exercice sur maquette (exercice d'intervention d'envergure limitée) à la centrale de Gentilly-2 et un autre exercice d'envergure qui faisait intervenir les autorités et les organisations hors site à la centrale de Point Lepreau. Les activités de conformité en cours à d'autres sites ont permis de déterminer que les programmes et le rendement des titulaires de permis répondaient aux exigences de la CCSN ou les dépassaient. En général, le personnel de la CCSN estime que la préparation aux situations d'urgence demeure un point fort des centrales nucléaires. Les détails concernant les cotes sont fournis à la section 2, incluant ceux expliquant la cote « C » attribuée pour la mise en œuvre à la centrale de Point Lepreau.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

La protection de l'environnement concerne les programmes destinés à repérer, contrôler et surveiller tous les rejets de substances radioactives ou dangereuses des centrales. Ce domaine de sûreté comprend la gestion des déchets radioactifs ou non, la surveillance des effluents et de l'environnement, les données sur les rejets, les rejets non planifiés, l'évaluation des systèmes de protection de l'environnement et la conformité par rapport aux règlements provinciaux et fédéraux en matière d'environnement.

Selon les règlements de la CCSN, chaque titulaire de permis doit prendre toutes les précautions raisonnables pour protéger l'environnement et contrôler le rejet de substances radioactives ou dangereuses. Le personnel de la CCSN vérifie que les titulaires de permis disposent de programmes pour repérer, contrôler et surveiller tous les rejets de substances radioactives ou dangereuses provenant de leurs centrales. Les examens du rendement dans le domaine de la protection de l'environnement effectués par le personnel de la CCSN portent notamment sur les éléments suivants :

- les doses de rayonnement reçues par la population;
- les données sur les rejets;
- la surveillance des effluents et de l'environnement;
- les rejets non planifiés;
- l'évaluation des systèmes de protection de l'environnement.

En 2003, les données sur les rejets atmosphériques et liquides de substances radioactives de toutes les centrales montraient que les rejets dans l'environnement étaient constamment demeurés en deçà des *limites opérationnelles dérivées*. Les doses de rayonnement reçues par la population (en particulier, par les membres des groupes critiques) étaient bien inférieures aux limites réglementaires. Comme au cours des années précédentes, ces résultats montrent que la tendance demeure solide à toutes les centrales nucléaires.

Les titulaires de permis sont tenus de déclarer à la CCSN tous les rejets non planifiés de matières radioactives ou d'autres substances dangereuses dans l'environnement. En 2003, aucune centrale n'en a signalés d'importants.

RADIOPROTECTION

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	A	B	B	B	B	B	A	C	B	B

La radioprotection concerne le programme mis en place pour s'assurer que les personnes se trouvant à l'intérieur d'une installation nucléaire sont protégées contre toute exposition inutile au rayonnement ionisant. Le *Règlement sur la radioprotection* précise les limites de dose de rayonnement pour les travailleurs susceptibles d'être exposés à des matières radioactives. Il exige également que l'exposition au rayonnement soit maintenue au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre (principe ALARA).

Le personnel de la CCSN a examiné régulièrement tous les aspects des programmes de radioprotection de toutes les centrales et découvert qu'en général, les titulaires de permis ont continué de bien gérer les doses de rayonnement, car aucun travailleur n'a reçu de dose supérieure aux limites réglementaires. Une seule exception, à la centrale de Gentilly-2, on a noté une faiblesse dans la mise en œuvre du programme de radioprotection. Les détails sont fournis à la section 2.

Une nouvelle exigence pour le domaine de sûreté de la radioprotection a été introduite et a influé sur les cotes de certains sites. À la fin de 2002 et en 2003, le personnel de la CCSN a évalué les programmes de protection des voies respiratoires des centrales de Pickering, de Bruce et de Point Lepreau. Ces évaluations comportaient une nouvelle exigence, en ce que ces mêmes programmes devaient maintenant être conformes à la norme CSA Z94.4-02 (« Choix, utilisation et entretien des respirateurs ») pour ce qui est de l'utilisation de respirateurs pour protéger contre les dangers d'ordre radiologique. Les évaluations ont permis de déterminer que les programmes documentés des titulaires de permis n'englobaient pas, à divers degrés, les applications radiologiques. C'est pourquoi la partie programme de la cote de radioprotection pour les sites en question est passée de « A » à « B ». Le personnel de la CCSN assure un suivi auprès des titulaires de permis afin de confirmer que leurs programmes de protection des voies respiratoires sont révisés en fonction de la norme de la CSA. On évaluera plus tard le programme de radioprotection des sites de Darlington et de Gentilly-2 par rapport à cette nouvelle exigence Pour l'instant, la partie programme des cotes pour Darlington et Gentilly-2 demeure à « A ».

SÉCURITÉ DES SITES

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B

La sécurité des sites concerne le programme requis pour appliquer et soutenir les exigences de sécurité énoncées dans le *Règlement sur la sécurité nucléaire* et l'ordonnance 01-1 de la CCSN relativement aux installations.

Pour assurer la conformité par rapport aux exigences, le personnel de la CCSN évalue, chez les titulaires de permis, les éléments suivants :

- le service de gardes de sécurité des sites, y compris les fonctions, les responsabilités et la formation des gardes;
- la force d'intervention en cas d'urgence nucléaire, y compris l'équipement, la formation et le déploiement;
- les dispositions prises avec les forces d'intervention hors site et la mise à l'essai des plans d'intervention;
- les procédures suivies pour évaluer les atteintes possibles à la sécurité et y réagir;
- les systèmes de surveillance de la sécurité, d'évaluation, de détection, de communication et de contrôle d'accès, le matériel et les logiciels.

Les titulaires de permis doivent disposer en tout temps d'un nombre suffisant de gardes de sécurité qualifiés et bien équipés. Leurs sites doivent être surveillés en permanence, et les titulaires de permis doivent prendre les mesures appropriées en cas d'atteinte à la sécurité. De plus, bien que le règlement ne le stipule pas directement, le personnel de la CCSN s'attend à ce que tous les titulaires de permis procèdent à des exercices conjoints de sécurité avec leurs forces d'intervention hors site.

En 2003, le personnel de la CCSN a effectué un certain nombre d'inspections de sécurité sur les sites et a examiné les rapports sur la sécurité des sites. Il a constaté que les titulaires de permis respectaient le règlement applicable et l'ordonnance 01-1 de la CCSN. De plus, le personnel de la CCSN a évalué et approuvé environ 200 demandes relatives à des opérations d'importation, d'exportation et de transport de matières radioactives qui avaient toutes des conséquences potentielles sur la sécurité. Elles se sont toutes bien déroulées.

GARANTIES

Bruce-A		Bruce-B		Darlington		Pickering-A		Pickering-B		Gentilly-2		Point Lepreau	
P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M
A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B

Le mandat réglementaire de la CCSN consiste notamment à veiller à ce que les titulaires de permis se conforment aux mesures qui découlent des obligations internationales du Canada en tant que signataire du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires. À ce titre, le Canada a conclu avec l'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA) un accord sur les *garanties* établissant que l'AIEA a le droit et la responsabilité de vérifier si le Canada s'acquitte de ses engagements en ce qui concerne l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire.

La CCSN fournit, au moyen de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, de ses règlements d'application et des conditions de permis, un mécanisme par lequel l'AIEA peut appliquer l'accord sur les garanties. Les conditions régissant l'application des garanties sont prévues dans le permis d'exploitation de centrale nucléaire. Pour s'y conformer, le titulaire de permis doit produire, en temps opportun, des rapports sur l'emplacement et le déplacement de toutes les matières radioactives et sur les mesures d'application des garanties.

En 2003, le personnel de la CCSN a estimé que les titulaires de permis répondaient aux exigences relatives aux garanties ou les dépassaient. Tous les rapports exigés par l'AIEA ont été produits à temps. Tous les titulaires de permis ont collaboré avec l'AIEA pour mener à bon terme les activités liées aux inspections courantes, y compris la vérification des renseignements sur la conception, la vérification simultanée annuelle de l'inventaire physique, l'accès complémentaire et les installations d'équipement. Tous les titulaires de permis ont rapidement répondu aux questions soulevées et corrigé les problèmes relevés, sauf à la centrale de Point Lepreau (il en est question à la section 2).

SECTION 2

SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

La présente section du rapport est organisée par site. Les cotes pour les domaines de sûreté et les programmes sont les mêmes qu'à la section 1. Les cotes pour les domaines de sûreté sont également récapitulées dans les deux tableaux figurant dans le résumé qui commence à la page 2, où elles sont comparées aux cotes attribuées les années précédentes.

Quelques observations dignes de mention sont formulées pour chaque site afin d'expliquer les cotes, en particulier lorsque le rendement des titulaires de permis était inférieur aux attentes de la CCSN.

BRUCE-A ET BRUCE-B

EXPLOITATION

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Bruce-A	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	B
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B
Bruce-B	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	B
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B

Concernant le programme de conduite des opérations de Bruce-B, le personnel de la CCSN n'a observé aucune difficulté importante en ce qui touche la réalisation des travaux prévus pendant l'arrêt de la tranche 8 de la centrale de Bruce-B. L'arrêt a été prolongé (durée totale de 130 jours) en raison de la découverte d'une dégradation des plaques de soutien des tubes des générateurs de vapeur (voir la section D.14). L'évaluation de la radioprotection et l'exécution de l'entretien prévu pendant l'arrêt de la tranche 5 de la centrale de Bruce-B ont satisfait aux exigences et répondu aux attentes du personnel.

ASSURANCE DU RENDEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Bruce-A	ASSURANCE DU RENDEMENT	B	B
	Gestion de la qualité	B	B
	Facteurs humains	B	B
	Formation	B	B
Bruce-B	ASSURANCE DU RENDEMENT	B	B
	Gestion de la qualité	B	B
	Facteurs humains	B	B
	Formation	B	C

Le personnel de la CCSN a surveillé les travaux d'inspection et l'exécution des activités d'assurance de la qualité (AQ) relatives aux tâches de mise en service et aux tâches préalables qu'a nécessité la remise en service des tranches 3 et 4 de la centrale de Bruce-A. Les travaux étaient continus, mais à mesure que des problèmes étaient relevés, on les réglait quotidiennement ou on soulevait des points à régler pour demander une réponse officielle de Bruce Power. Les agents de la CCSN aux centrales ont émis 28 rapports d'inspection de Type II concernant l'évaluation de la conformité du projet de remise en service et de la mise en service en cours des

tranches 3 et 4. Un rapport d'inspection de la CCSN portant sur l'inspection globale a aussi été produit.

En novembre 2003, la CCSN a inspecté la chaîne d'approvisionnement et les activités d'assurance à cet égard dans le cadre de l'examen du manuel du système de gestion du titulaire de permis. L'inspection a permis de confirmer le respect de la norme d'AQ applicable de l'Association canadienne de normalisation (CSA). Dans l'ensemble, le personnel de la CCSN estime que le programme de gestion de la qualité de Bruce Power et sa mise en oeuvre sont acceptables.

Le programme des facteurs humains a aussi été évalué en ce qui concerne les activités de redémarrage menées à la centrale de Bruce-A. Bruce Power a proposé des modifications au nombre minimum d'employés qui seraient présents à la centrale en tout temps. Avant d'approuver ces changements, le personnel de la CCSN a exigé qu'une justification fondée sur la sûreté lui soit fournie. Il a aussi examiné la convivialité de certaines procédures devant être utilisées lors d'incidents anormaux. L'intégration de facteurs humains dans les modifications prévues en vue du redémarrage a été évaluée, et l'on a constaté que les travaux exécutés relativement aux facteurs humains répondaient aux attentes du personnel de la CCSN.

En 2003, la centrale de Bruce-A a complété la préparation de ses programmes de formation axés sur le redémarrage des tranches 3 et 4. La cote « C » attribuée au programme de formation de la centrale de Bruce-B reflète le fait que la mise en œuvre de l'approche systématique à la formation ne réponde pas aux attentes du personnel de la CCSN, bien que des améliorations aient été observées en 2003 et que le titulaire de permis continue de régler les problèmes liés au transfert des examens. La cote n'est pas anormale étant donné que la mise en œuvre ne fait que commencer.

CONCEPTION ET ANALYSE

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Bruce-A	CONCEPTION ET ANALYSE	B	B
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	B	B
Bruce-B	CONCEPTION ET ANALYSE	B	B
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	B	B

Voici les modifications à la conception dignes de mention, apportées à la centrale de Bruce-A en 2003, en vue du redémarrage des tranches 3 et 4 (Référence CMD 03-H05 et 03-H27) :

- amélioration des mesures parasismiques;
- améliorations de la protection contre l'incendie;
- installation de blocs d'alimentation d'urgence qualifiés (génératrices diesel);
- installation d'une salle de commande secondaire

- imperméabilisation de la salle de commande principale contre la vapeur;
- améliorations relatives au système d'urgence de décharge et de filtration de l'air;
- installation de recombineurs autocatalytiques passifs;
- installation d'un système de ventilation d'urgence pour le bâtiment turbine.

Voici les modifications à la conception dignes de mention qui ont été apportées à la centrale de Bruce-B en 2003 :

- mise en place d'une modification à la conception destinée à pressuriser l'espace entre les vannes d'injection du système de refroidissement d'urgence du cœur;
- remise en état des redresseurs et des convertisseurs;
- modifications apportées à la conception pour améliorer la fonctionnalité des parties dégradées des plaques de soutien supérieures dans les générateurs de vapeur de la tranche 8 (voir la section D.14).

APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Bruce-A	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	B	B
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	B
Bruce-B	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	B	B
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	B

La remise en service sûre des tranches 3 et 4 de la centrale de Bruce-A a été partiellement attribuée à l'amélioration de l'entretien À cette même centrale, les retards accumulés au chapitre des entretiens préventif et correctif demeurent importants, mais on s'en occupe. C'est également le cas pour l'entretien préventif à la centrale de Bruce-B; en ce qui a trait à l'entretien correctif à cette centrale, le retard est raisonnablement faible.

La majeure partie des travaux qu'il reste à exécuter pour respecter l'échéance de qualification environnementale (QE) à la centrale de Bruce-A concerne la mise à jour des documents. Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont révélé que l'aptitude fonctionnelle de la centrale de Bruce-A en matière de protection contre l'incendie était acceptable.

La majeure partie des travaux qu'il reste à exécuter pour respecter l'échéance de QE à la centrale de Bruce-B concerne la mise à jour des documents. Les travaux relatifs à la QE du bâtiment

sous vide de la centrale exigent un arrêt au niveau dudit bâtiment (pour toutes les tranches); un arrêt est prévu à l'automne 2004.

PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Bruce-A	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	A
Bruce-B	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	A

En 2003, le personnel de la CCSN a évalué un exercice complet d'intervention en cas d'urgence à la centrale de Bruce-A et a découvert que le rendement du titulaire de permis dépassait les exigences de la CCSN.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Bruce-A	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B
Bruce-B	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B

La conception et la mise en œuvre des programmes destinés à repérer, contrôler et surveiller les rejets de substances radioactives ou dangereuses aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B satisfaisaient aux exigences et répondaient aux attentes du personnel de la CCSN.

RADIOPROTECTION

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Bruce-A	RADIOPROTECTION	B	B
Bruce-B	RADIOPROTECTION	B	B

Les programmes en vigueur aux centrales de Bruce pour gérer les doses de rayonnement aux travailleurs en 2003 répondaient aux exigences de la CCSN et ont été mis en œuvre de manière adéquate.

SÉCURITÉ DES SITES

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Bruce-A	SÉCURITÉ DES SITES	B	B
Bruce-B	SÉCURITÉ DES SITES	B	B

En 2003, les programmes visant à maintenir la sécurité au site de Bruce répondaient aux exigences applicables.

GARANTIES

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Bruce-A	GARANTIES	A	A
Bruce-B	GARANTIES	A	A

Les programmes en vigueur aux centrales de Bruce pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux garanties internationales ont dépassé les exigences réglementaires applicables et les attentes du personnel.

DARLINGTON

EXPLOITATION

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Darlington	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	B
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B

La centrale de Darlington a répondu aux exigences de la CCSN dans les trois programmes de ce domaine. Le personnel de la CCSN a conclu qu'Ontario Power Generation (OPG) exploitait ladite centrale de façon sûre en 2003. OPG a mis en œuvre un plan d'amélioration du rendement humain pour s'attaquer aux problèmes de conformité par rapport aux exigences prescrites dans les procédures et les règlements. Le personnel de la CCSN surveillera l'application et l'efficacité de ces changements. De plus, le personnel de la CCSN continue de faire le suivi des progrès d'OPG au chapitre de la mise en œuvre de mesures correctives relativement aux faits saillant qui se sont produits en 2003 :

- entretien effectué dans la mauvaise tranche (voir la section D.7);
- arrêt d'urgence de la tranche 2 et indisponibilité du circuit du gaz de l'espace annulaire (voir la section D.18).

ASSURANCE DU RENDEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Darlington	ASSURANCE DU RENDEMENT	B	C
	Gestion de la qualité	B	C
	Facteurs humains	B	C
	Formation	B	C

La cote « C » attribuée pour la mise en œuvre du domaine de sûreté reflète la faiblesse de la mise en œuvre des trois programmes qui composent ce domaine.

En 2003, la centrale de Darlington a éprouvé deux problèmes de mise en œuvre dans le programme de gestion de la qualité. Tout d'abord, le titulaire de permis a découvert lui-même que la direction du site n'avait pas mis en œuvre le programme interne de contrôle et d'étalonnage de l'équipement de mesure et d'essai. Le personnel de la CCSN a exigé qu'OPG lui donne à intervalles réguliers des mises à jour sur l'efficacité de ses mesures correctives, en s'attendant que le tout soit complété au milieu de 2004. Ensuite, le personnel de la CCSN a annulé une inspection de Type I du programme de contrôle des modifications techniques dans le cas des modifications permanentes. Il a appris, par le biais de rapports d'évaluation internes d'OPG, que la partie conception du programme comportait des conditions nuisibles à la qualité et que des mesures correctives antérieures ne s'étaient pas avérées efficaces. Le personnel de la

CCSN estimait que poursuivre l'inspection n'apporterait rien si les problèmes étaient déjà connus. De nouveau, il a ordonné à OPG de lui donner à intervalles réguliers des mises à jour sur l'efficacité de ses mesures correctives visant à créer un sentiment de confiance à l'égard du processus de contrôle des modifications techniques. Il est maintenant prévu de reporter l'inspection à novembre 2004.

L'inspection annulée concernant le programme de contrôle des modifications techniques devait comprendre un examen de la mise en œuvre du processus d'intégration des facteurs humains. Bien que la centrale de Darlington dispose d'un processus documenté et acceptable pour l'intégration des facteurs humains lorsque des modifications sont prévues et apportées, le personnel de la CCSN ne possède aucune preuve à l'effet qu'il est appliqué de façon fiable. Par conséquent, la centrale de Darlington continue de se voir attribuer une cote « C » pour la mise en œuvre du programme des facteurs humains. Le personnel de la CCSN examinera les preuves d'amélioration lorsqu'il effectuera son inspection en novembre 2004.

La cote « C » attribuée pour la formation reflète le fait qu'à l'heure actuelle, l'état de la mise en œuvre de l'approche systématique à la formation ne réponde pas aux attentes du personnel, même si des améliorations ont été observées en 2003 et que le titulaire de permis continue de s'attaquer aux questions relatives au transfert des examens. La cote n'est pas anormale étant donné que la mise en œuvre ne fait que commencer.

CONCEPTION ET ANALYSE

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Darlington	CONCEPTION ET ANALYSE	B	B
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	B	B

Voici les modifications à la conception dignes de mention qui ont été apportées à la centrale de Darlington en 2003 :

- installation de nouvelles crépines à l'injection sur/ le système de refroidissement d'urgence du cœur;
- conversion du réservoir de bore en un réservoir de gadolinium pour les applications de l'*état d'arrêt garanti*;
- remplacement par des raccords CamLock des petites portes d'accès pour le passage des câbles se trouvant sur certaines portes coupe vapeur (voir la section D.6).

APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Darlington	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	B	B
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	B

À Darlington, des améliorations ont été observées dans la gestion des travaux exécutés dans le cadre du programme d'entretien. Parmi les initiatives figuraient des améliorations apportées à la manutention des pièces et aux vérifications plus tôt dans le processus de gestion des travaux.

Au moment de la construction, la centrale de Darlington était dans un état conforme aux normes de QE, mais cet état n'a pas été entièrement maintenu. La CCSN a récemment appris qu'il existe certains problèmes de mise en œuvre à régler en ce qui concerne l'échéance de juin 2004 pour la QE. Soit que certains composants installés ne peuvent répondre aux exigences actuelles de QE, soit que leur période de qualification ait pris fin. OPG prévoit remplacer les composants visés pendant les arrêts prévus après la date limite.

PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Darlington	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	A

Les plans de mesures d'urgence et les programmes de préparation aux situations d'urgence de la centrale de Darlington, ainsi que leur mise en œuvre, ont dépassé les exigences et les attentes de la CCSN.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Darlington	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B

La conception et la mise en œuvre des programmes destinés à repérer, contrôler et surveiller les rejets de substances radioactives ou dangereuses à la centrale de Darlington satisfaisaient aux exigences et répondaient aux attentes du personnel de la CCSN.

RADIOPROTECTION

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Darlington	RADIOPROTECTION	A	B

Les programmes en vigueur à la centrale de Darlington pour gérer les doses de rayonnement aux travailleurs en 2003 excédaient les attentes du personnel de la CCSN et ont été mis en œuvre de manière adéquate.

SÉCURITÉ DES SITES

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Darlington	SÉCURITÉ DES SITES	B	B

En 2003, les programmes visant à maintenir la sécurité au site de Darlington répondaient aux exigences applicables.

GARANTIES

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Darlington	GARANTIES	A	A

Les programmes en vigueur à la centrale de Darlington pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux garanties internationales ont dépassé les exigences réglementaires applicables et les attentes du personnel.

PICKERING-A ET PICKERING-B

EXPLOITATION

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Pickering-A	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	B
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B
Pickering-B	EXPLOITATION	B	C
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	C
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B

En 2003, des problèmes sont survenus à la centrale de Pickering-B concernant la gestion de l'organisation et de la centrale, où des faiblesses dans la mise en œuvre des programmes ont contribué directement à de très longs prolongements des arrêts prévus et indirectement à un accroissement du nombre d'arrêts forcés qui étaient surtout attribuables à des problèmes d'équipement dans les systèmes non nucléaires. Cela se reflète dans la grande quantité de travaux exploratoires exécutés pendant les arrêts prévus, le grand nombre de transitoires imprévus (tableau 1, section 3) et la valeur élevée du « coefficient de perte de capacité imprévue » (tableau 4, section 3).

En 2003, pendant la panne majeure d'électricité du 14 août, il s'est aussi produit des *défaillances graves de système fonctionnel* dans les tranches 5 et 6 de la centrale de Pickering-B; les détails sont fournis à la section D.10.1 de l'annexe D. La direction d'OPG continue d'harmoniser les différents services et leurs fonctions afin d'améliorer l'exploitation. Le personnel de la CCSN surveillera les progrès réalisés par rapport au plan quinquennal qu'OPG a dressé pour améliorer l'état des systèmes à la centrale de Pickering-B et un entretien accru et des modifications additionnelles à la conception. La faiblesse relevée dans la mise en œuvre du programme de gestion de l'organisation et de la centrale en 2003, qui a valu la cote « C » pour ce programme, était suffisamment importante pour qu'une cote « C » soit attribuée pour la mise en œuvre de tout le domaine de sûreté qu'est l'exploitation.

Dans le cadre du programme de conduite des opérations, les informations rassemblées à la fin de 2003 révèlent que l'exploitation de la tranche 4 de la centrale de Pickering-A a été satisfaisante depuis sa remise en service en septembre. L'évaluation effectuée par le personnel de la CCSN relativement à l'arrêt de la tranche 7 de la centrale de Pickering-B en 2003, bien qu'ayant permis de noter certaines améliorations dans plusieurs domaines, n'a fait ressortir aucune tendance nette à l'amélioration dans les domaines majeures de la gestion des arrêts (disponibilité de l'équipement, contrôle de la portée, processus d'exécution des travaux, retour sur le travail, sécurité radiologique et non radiologique et qualification des entrepreneurs), qui ont sans cesse nui à l'atteinte des objectifs de la centrale Pickering-B quant aux arrêts.

ASSURANCE DU RENDEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Pickering-A	ASSURANCE DU RENDEMENT	B	C
	Gestion de la qualité	B	C
	Facteurs humains	B	B
	Formation	B	C
Pickering-B	ASSURANCE DU RENDEMENT	B	B
	Gestion de la qualité	B	C
	Facteurs humains	B	B
	Formation	B	B

La cote « C » attribuée pour la mise en œuvre de ce domaine de sûreté à la centrale de Pickering-A reflète les faiblesses relevées dans la mise en œuvre de deux des trois programmes qui composent ce domaine.

En ce qui concerne le programme de gestion de la qualité de la centrale de Pickering-A, on a eu du mal à appliquer en temps opportun des mesures correctives efficaces découlant des inspections effectuées par la CCSN et du rejet de l'intervention initiale d'OPG. Le personnel de la CCSN continue de surveiller les progrès d'OPG et on s'attend que le tout soit terminé au milieu de 2004. Le programme de gestion de la qualité de la centrale de Pickering-B n'a révélé aucune amélioration ou dégradation en 2003. La cote « C » accordée pour la mise en œuvre est attribuable à des faiblesses qui existent toujours dans le programme d'AQ relatif aux travaux exécutés sur les enveloppes sous pression.

À la centrale de Pickering-A, on a évalué le programme des facteurs humains pour ce qui est des activités de redémarrage. OPG a proposé des modifications au nombre minimum d'employés qui seraient présents à la centrale en tout temps, et le personnel de la CCSN les a approuvées. Celui-ci a aussi examiné la convivialité de certaines procédures servant à traiter les incidents anormaux. Le programme des facteurs humains de la centrale de Pickering-B n'a pas été évalué en 2003; par conséquent, les cotes demeurent « B » pour les parties programme et mise en œuvre.

La cote « C » attribuée pour la formation reflète le fait qu'à l'heure actuelle, l'état de la mise en œuvre de l'approche systématique à la formation ne réponde pas aux attentes du personnel, bien que des améliorations ont été observées en 2003 et que le titulaire de permis continue de s'occuper des questions relatives au transfert des examens. La cote n'est pas anormale étant donné que la mise en œuvre ne fait que commencer.

CONCEPTION ET ANALYSE

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Pickering-A	CONCEPTION ET ANALYSE	B	B
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	B	B
Pickering-B	CONCEPTION ET ANALYSE	C	C
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	C	C

Voici les modifications à la conception dignes de mention qui ont été apportées à la conception de la centrale de Pickering-A en 2003, en vue du redémarrage de la tranche 4 (Référence CMD 03-H7) :

- amélioration du système d'arrêt;
- amélioration des mesures parasismiques;
- installations de nouvelles crépines à l'injection sur le système de refroidissement d'urgence du cœur;
- amélioration du système d'eau de service d'urgence;
- amélioration du système d'eau d'alimentation auxiliaire;
- modification des contrôleurs programmables Chameleon dans les *systèmes spéciaux de sûreté*;
- remplacement des ordinateurs de contrôle.

Voici les modifications à la conception dignes de mention qui ont été apportées à la centrale de Pickering-B en 2003 (Référence CMD 03-H8) :

- installation de nouvelles crépines à l'injection pour le système de refroidissement d'urgence du cœur.

La centrale de Pickering-B est cotée C pour le programme de conception et sa mise en œuvre en raison de nombreux changements survenus en 2003 relativement à la conception, et qui ont occasionné des problèmes à la fois opérationnels et de sûreté. Le gel de tuyaux dans le bâtiment turbine et ses effets nuisibles sur divers systèmes (voir la section D.2) ainsi que la fuite d'eau déminéralisée et l'arrêt des quatre tranches qui s'en est suivi (voir la section D.5) en sont des exemples. La panne majeure d'électricité du 14 août a fait ressortir plusieurs lacunes de conception dans certains systèmes de la centrale (voir la section D.10.1), comme le caractère inadéquat du système d'eau de service et l'indisponibilité de l'eau de lutte contre les incendies. Ces questions, y compris leur impact sur l'analyse de sûreté, continueront d'être évaluées en 2004. Les problèmes de conception à la centrale de Pickering-B sont considérables, et c'est pourquoi les parties programme et mise en œuvre du domaine de la conception et de l'analyse se sont également vues attribuer la cote « C ».

APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Pickering-A	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	B	B
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	B
Pickering-B	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	C	C
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	B

Le nombre de travaux d'entretien en retard à la centrale de Pickering-B n'a pas été réduit en 2003, comme OPG s'y était engagée; il a en fait augmenté. Les changements, énoncés ci-dessous, dans le nombre total d'ordres de travail, pour les quatre tranches, ont été notés entre janvier et décembre 2003. Le nombre de travaux en souffrance est passé :

- de 3747 à 4129 pour l'entretien correctif d'exploitation;
- de 2866 à 3244 pour l'entretien correctif durant les arrêts;
- de 0 à 20 pour l'entretien préventif en retard;
- de 144 à 157 pour l'entretien préventif reporté.

En 2003, la dégradation et la défaillance de composants et d'équipement à la centrale de Pickering-B ont entraîné la plupart des transitoires et des arrêts forcés ou y ont contribué. Pendant la panne du 14 août, les problèmes d'équipement liés à l'entretien ont nui au rendement de plusieurs systèmes, y compris l'alternateur, l'eau d'alimentation et l'eau de service. Par exemple, en raison de l'entretien insuffisant, les pompes d'eau de service d'urgence à basse pression ne pouvaient fournir la pression et le débit nécessaires pour répondre aux exigences de conception.

OPG a lancé des programmes qui devraient améliorer l'état de l'équipement des centrales une fois qu'ils seront pleinement mis en œuvre. Le personnel de la CCSN continuera de surveiller l'état de ces initiatives, en particulier en ce qui a trait à l'entretien préventif et correctif à la centrale de Pickering-B.

Le programme d'intégrité structurale de la centrale de Pickering-B et sa mise en œuvre ont répondu aux attentes du personnel. Voici deux préoccupations d'ordre procédural relatives à la mise en œuvre de ce programme.

Le personnel de la CCSN a appris qu'OPG s'est largement servie de patins d'espacement pendant les réparations et les remplacements, en raison de mauvais alignements des brides ou des changements aux dimensions des composants de remplacement dans les systèmes d'eau de

service. Le personnel de la CCSN s'est dit inquiet parce que ces mêmes composants devraient être des raccords autorisés, sous réserve de toutes les exigences concernant les composants des enveloppes sous pression. Cette question n'est pas clairement abordée dans l'interprétation de la norme CSA N285.0-95. Elle a été soumise à un comité technique de la CSA chargé de l'interprétation, et le personnel de la CCSN acceptera l'issue des délibérations dudit comité.

En 2003, OPG n'a seulement inspecté que la moitié des tubes des générateurs de vapeur qu'elle prévoyait inspecter pour la tranche 6. Même si les tubes de cette tranche sont relativement en bon état et qu'un nombre suffisant d'entre eux a été vérifié par rapport aux exigences du code de la CSA, OPG aurait dû informer à l'avance le personnel de la CCSN qu'elle entendait reporter ces inspections.

Au sujet de la fiabilité, tous les systèmes de sûreté ont répondu aux objectifs réglementaires de disponibilité, bien que, pendant quelques heures, les pompes à haute pression du système de refroidissement d'urgence du cœur et certains systèmes de sûreté auxiliaires n'aient pas été disponibles à la centrale de Pickering-B durant la panne du 14 août.

La majeure partie des travaux qu'il reste à exécuter pour respecter l'échéance de QE à la centrale de Pickering-A concerne la mise à jour des documents. À la centrale de Pickering-B, les travaux d'amélioration relatifs à la QE qui étaient prévus initialement se déroulent selon le calendrier établi, mais de récentes découvertes ont fait augmenter l'étendue des modifications pour la QE devant être apportées à deux tranches. OPG complètera les travaux supplémentaires pendant les prochains arrêts prévus. Les examens et les inspections que le personnel a effectués à la centrale de Pickering-B relativement à la qualification de l'équipement ont aussi révélé certaines faiblesses dans l'inspection et les essais du système d'approvisionnement en eau de lutte contre les incendies.

PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Pickering-A	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	A
Pickering-B	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	A

En 2003, l'évaluation que le personnel de la CCSN a effectuée concernant un exercice majeur réalisé en collaboration avec les autorités et les organisations hors site de la centrale de Pickering-B a révélé que le rendement du titulaire de permis non seulement répondait aux exigences de la CCSN mais les dépassait. À la centrale de Pickering-A, on a estimé que le rendement dépassait aussi ces mêmes exigences.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Pickering-A	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B
Pickering-B	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B

Aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, la conception et la mise en œuvre des programmes destinés à repérer, contrôler et surveiller les rejets de substances radioactives ou dangereuses satisfaisaient aux exigences et répondaient aux attentes du personnel de la CCSN.

RADIOPROTECTION

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Pickering-A	RADIOPROTECTION	B	B
Pickering-B	RADIOPROTECTION	B	B

En 2003, les programmes en vigueur aux centrales de Pickering pour gérer les doses de rayonnement aux travailleurs répondaient aux exigences de la CCSN et ont été mis en œuvre de manière adéquate.

SÉCURITÉ DES SITES

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Pickering-A	SÉCURITÉ DES SITES	B	B
Pickering-B	SÉCURITÉ DES SITES	B	B

En 2003, les programmes visant à maintenir la sécurité au site de Pickering répondaient aux exigences applicables.

GARANTIES

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Pickering-A	GARANTIES	A	A
Pickering-B	GARANTIES	A	A

Les programmes en vigueur aux centrales de Pickering pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux garanties internationales ont dépassé les exigences réglementaires applicables et les attentes du personnel.

GENTILLY-2

EXPLOITATION

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	B
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B

Certaines observations concernant le programme de conduite des opérations en 2003, méritent d'être soulignées. Tout d'abord, quelques-unes des demandes d'approbations d'Hydro-Québec ont été soumises inopportunément. De plus, le deuxième des deux arrêts prévus à Gentilly-2, en 2003, devait durer deux mois, mais s'est prolongé sur quatre mois en raison d'un entretien correctif imprévu de la turbine et du degré de complexité élevé des travaux de réparation d'un *tuyau d'alimentation* fissuré (voir section D.17). Pendant cet arrêt, le personnel de la CCSN a effectué de nombreuses inspections et n'a observé aucune difficulté majeure en ce qui concerne l'entretien prévu, à l'exception de la réparation du tuyau d'alimentation. Dans ce cas, les employés d'Hydro-Québec ont fait face à plusieurs difficultés qui auraient pu être évitées à l'égard des contrôles internes et externes.

Pour ce qui est de la sécurité non radiologique (conventionnelle), les inspecteurs ont observé des lacunes en ce qui concerne la protection des travailleurs à Hydro-Québec. Les pratiques de radioprotection observées pendant l'arrêt démontrent que les difficultés décelées en 2002 persistent. Bon nombre de ces difficultés concernent l'auto protection des travailleurs. La dose totale interne due au tritium était également beaucoup plus élevée que prévu. Malgré ces points faibles, l'amélioration notée dans le rapport de 2002 en ce qui a trait aux domaines de protection contre l'incendie et de la tenue des lieux se poursuit, même si l'officialisation de ces pratiques n'est pas terminée.

ASSURANCE DU RENDEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	ASSURANCE DU RENDEMENT	C	C
	Gestion de la qualité	C	C
	Facteurs humains	C	C
	Formation	B	B

La cote « C » attribuée au programme et la mise en oeuvre de ce domaine de sûreté reflète des lacunes dans deux des trois programmes de ce domaine.

En ce qui concerne le programme de gestion de la qualité, Hydro-Québec a poursuivi, en 2003, la mise en oeuvre de la documentation de son système de qualité, conformément au calendrier

initial. Une fois les documents de deuxième niveau terminés, le personnel de la CCSN en a vérifié un échantillon et a demandé qu'on y apporte des modifications afin que les documents soient plus complets et qu'ils adhèrent aux normes. Hydro-Québec a amélioré la présentation des documents du système de qualité en utilisant une approche systématique et conviviale. Le personnel de la CCSN a fait le suivi d'un audit réalisé en 2000 sur les non-conformités, les mesures correctives et l'expérience d'exploitation et d'un audit réalisée en 2001 sur les modifications de la conception. Le personnel de la CCSN attend encore des changements demandés aux documents et des réponses de la part d'Hydro-Québec afin de clore les directives et les avis d'action pertinents. Le personnel d'Hydro-Québec a préparé le calendrier de mise en oeuvre des documents de troisième niveau (méthodes de gestion), qui remplaceront les documents existants. Bien que les progrès de mise en oeuvre des documents du deuxième niveau aient été ralentis en raison de l'arrêt annuel prolongé à l'automne dernier, Hydro-Québec a réaffirmé qu'elle est déterminée à terminer la mise en oeuvre globale de l'assurance-qualité pour octobre 2004. De manière générale, le personnel de la CCSN a observé une amélioration constante à Gentilly-2 en ce qui concerne le programme d'AQ ainsi que sa mise en oeuvre.

Les cotes « C » attribuées à Gentilly-2 pour son programme de facteurs humains sont dues à des lacunes qui persistent dans le processus pour apporter des modifications à la conception. Le personnel de la CCSN s'attend à ce que le processus de modification tienne compte systématiquement des besoins des utilisateurs du système (tel que décrit dans les guides d'application de la réglementation G-276 et G-278 de la CCSN). Gentilly-2 a soumis un plan de mesures correctives en vue d'incorporer les facteurs humains dans son processus pour apporter des modifications à la conception. Le personnel de la CCSN s'attend à ce que les facteurs humains soient incorporés dans le processus de modification d'ici le 31 octobre 2004.

CONCEPTION ET ANALYSE

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	CONCEPTION ET ANALYSE	B	B
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	B	B

Aucune modification à la conception digne de mention n'a été apportée à la centrale Gentilly-2 en 2003.

APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	B	B
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	B

En 2003, Hydro-Québec a détecté une fuite dans un tuyau d'eau d'alimentation du réacteur à Gentilly-2, mais le débit de la fuite est demeuré bien en deçà de la valeur permise. Voir la section D.17 pour une description du problème, des travaux de réparation et de l'enquête de suivi. Hydro-Québec s'affaire activement à régler cette question et le personnel de la CCSN est satisfait de son approche et des progrès réalisés.

Hydro-Québec mettra en oeuvre un certain nombre des modifications requises liées à la qualification environnementale (QE) seulement après la date limite de juin 2004. Hydro-Québec enquête toujours sur l'utilisation de câbles isolés au polychlorure de vinyle (PVC) dans l'enceinte de confinement. Hydro-Québec a identifié les multiples compositions de PVC utilisées dans les câbles en question, réalisé des essais sur des échantillons et soumis les résultats préliminaires des essais à la CCSN.

PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	A

Le personnel de la CCSN a évalué la simulation d'exercice sur maquette réalisée à Gentilly-2, en 2003 (exercice d'urgence à portée limitée). Le programme de préparation aux situations d'urgence de Gentilly-2 est stable ou s'améliore. Par conséquent, la cote attribuée l'an dernier à ce domaine de sûreté reste la même. Un exercice majeur auquel participeront les autorités et les organisations hors site est prévu en 2004.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B

En réponse aux questions soulevées à la suite d'évaluations précédentes des programmes de surveillance radiologique de l'environnement de Gentilly-2, le titulaire de permis a présenté une

étude sur l'évaluation des risques écologiques qui répond de manière satisfaisante aux préoccupations du personnel de la CCSN. De plus, le titulaire de permis se servira des résultats de l'étude pour parfaire son programme de surveillance de l'environnement. La mise en oeuvre du programme à Gentilly-2, dont le rendement était déficient antérieurement, répond maintenant aux attentes de la CCSN.

RADIOPROTECTION

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	RADIOPROTECTION	A	C

En 2003, Hydro-Québec a poursuivi la mise en oeuvre du plan d'action élaboré en 2002 afin que ses employés se conforment aux procédures de radioprotection. Certaines difficultés ont été observées lors de la manutention de l'eau lourde, et Hydro-Québec s'affaire à régler cette question de manière proactive. Des améliorations sont également nécessaires en ce qui concerne l'intégration des programmes de radioprotection et de sécurité industrielle, l'auto-évaluation et l'analyse des tendances concernant les incidents. La cote de mise en oeuvre reste à « C », pendant que le personnel de la CCSN continue de surveiller le plan d'action pour voir des signes d'amélioration dans ces domaines.

SÉCURITÉ DES SITES

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	SÉCURITÉ DES SITES	B	B

En 2003, les programmes visant à maintenir la sécurité sur le site de Gentilly-2 répondaient aux exigences applicables.

GARANTIES

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	GARANTIES	A	A

Les programmes en vigueur à Gentilly-2 pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux garanties internationales dépassent les exigences réglementaires applicables et les attentes du personnel.

POINT LEPREAU

EXPLOITATION

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Point Lepreau	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	B
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B

En ce qui concerne le programme de conduite des opérations, le personnel de la CCSN a procédé à un audit de l'AQ relativement à la planification et à la gestion des travaux prévus pendant les arrêts, y compris le contrôle des entrepreneurs sur le site. Aucun problème grave n'a été relevé dans la mise en œuvre des processus existants à la centrale de Point Lepreau.

ASSURANCE DU RENDEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Point Lepreau	ASSURANCE DU RENDEMENT	C	C
	Gestion de la qualité	C	C
	Facteurs humains	C	C
	Formation	B	C

Les problèmes liés à l'assurance du rendement, tant sur les programmes que leur mise en œuvre, se sont poursuivis en 2003, et plus particulièrement pour les programmes de gestion de la qualité et des facteurs humains. Pour ce qui est de la gestion de la qualité, Énergie Nouveau-Brunswick a continué de travailler à la rédaction et à la mise en œuvre de son programme d'AQ. Les progrès ont été lents mais constants, et le personnel de la CCSN est satisfait de la méthode suivie pour élaborer le programme d'AQ. Le programme d'AQ d'Énergie Nouveau-Brunswick s'améliore nettement, bien que les cotes attribuées aux parties programme et mise en œuvre pour 2003 demeurent « C ».

Dans le cadre du programme des facteurs humains, le personnel de la CCSN a continué d'examiner les activités menées en vue de la remise en état de la centrale de Point Lepreau, lesquelles incluront la construction d'une installation de gestion des déchets radioactifs solides. Le personnel de la CCSN a examiné les activités liées aux facteurs humains pour s'assurer que la conception de l'installation réduirait au minimum le risque d'erreur humaine. De plus, il a étudié les guides de conception qui serviront pour effectuer les modifications.

Les cotes « C » attribuées pour les facteurs humains sont attribuables aux faiblesses toujours présentes dans les processus pour apporter des modifications à la conception. Le personnel de la CCSN s'attend à ce que le processus de modification des titulaires de permis tienne systématiquement compte des besoins des utilisateurs du système (tel que stipulé dans les guides

d'application de la réglementation G-276 et G-278 de la CCSN). Le personnel de la CCSN examinera en 2004 le processus de modification à la centrale de Point Lepreau pour confirmer que les lacunes ont été corrigées.

La cote « C » attribuée pour le programme de formation reflète le fait qu'à l'heure actuelle, l'état de la mise en œuvre de l'approche systématique à la formation ne répond pas aux attentes du personnel, bien que des améliorations aient été observées en 2003 et que le titulaire de permis continue de s'occuper des problèmes ayant trait au transfert des examens. La cote n'est pas anormale étant donné que la mise en œuvre ne fait que commencer.

CONCEPTION ET ANALYSE

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Point Lepreau	CONCEPTION ET ANALYSE	B	B
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	B	B

Aucune modification à la conception digne de mention n'a été apportée à la centrale de Point Lepreau en 2003.

APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Point Lepreau	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	B	B
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	B

Énergie Nouveau-Brunswick a continué d'améliorer son programme d'entretien par l'élaboration et la mise en œuvre d'un meilleur programme d'AQ. Ainsi, en mars 2003, la société a publié des documents clés sur le programme d'entretien.

Aucune fuite n'a été décelée suite à la découverte en 2003 de fissures dans les tuyaux d'alimentation de la centrale de Point Lepreau. Énergie Nouveau-Brunswick recherche activement une solution à ce problème de fissures, et le personnel de la CCSN est satisfait de son approche et des progrès réalisés. Le problème, les réparations et les activités de suivi sont décrits à la section D.13.

En ce qui concerne le programme de qualification de l'équipement, le recours à des câbles isolés de PCV à l'intérieur de l'enceinte de confinement fait l'objet d'une enquête. Dix échantillons de

câbles en PCV ont subi des essais avec succès. Énergie Nouveau-Brunswick soutient que ces échantillons représentent 92 % de tous les câbles en PCV, mais des problèmes de traçabilité doivent encore être résolus. Énergie Nouveau-Brunswick évalue aussi l'état des autres câbles en PCV et décidera ensuite s'il faut les qualifier ou les remplacer.

PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Point Lepreau	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	C

En 2003, le personnel de la CCSN a évalué un exercice majeur réalisé en collaboration avec les autorités et les organisations hors site de la centrale de Point Lepreau. L'évaluation a révélé qu'il existait certaines faiblesses dans la mise en œuvre du programme de préparation aux situations d'urgence. En particulier, le personnel de la CCSN a relevé certaines faiblesses en rapport avec l'habitabilité des centres d'intervention, la formation et les niveaux de dotation. Énergie Nouveau-Brunswick a instauré des mesures pour corriger certaines des lacunes. Toutefois, une évaluation effectuée par la suite à la centrale de Point Lepreau sur la préparation aux situations d'urgence révélait toujours quelques problèmes de mise en œuvre. Une inspection de Type I sur le programme de préparation aux situations d'urgence est prévue en 2004.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Point Lepreau	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B

En 2003, le titulaire de permis a réglé de manière satisfaisante les points en suspens concernant la surveillance environnementale à la centrale de Point Lepreau. Le programme, qui, antérieurement, avait été jugé inférieur aux exigences de la CCSN, est maintenant considéré conforme.

RADIOPROTECTION

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Point Lepreau	RADIOPROTECTION	B	B

En 2003, les programmes en vigueur à la centrale de Point Lepreau pour gérer les doses de rayonnement aux travailleurs répondaient aux exigences de la CCSN et ont été mis en œuvre de manière adéquate.

SÉCURITÉ DES SITES

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Point Lepreau	SÉCURITÉ DES SITES	B	B

En 2003, les programmes visant à maintenir la sécurité au site de Point Lepreau répondaient aux exigences applicables.

GARANTIES

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Point Lepreau	GARANTIES	A	B

L'équipement de surveillance installé par l'AIEA pour des fins de garanties a été temporairement privé d'électricité à la centrale de Point Lepreau, et des données de surveillance ont donc été perdues. En raison du protocole de communication interne, l'agent affecté aux garanties n'a pas été avisé de la coupure d'alimentation avant six jours. Le courant a été rétabli dans les quatre heures qui ont suivi la découverte de la coupure d'alimentation à l'équipement de surveillance. En raison de la coupure d'alimentation, l'AIEA a dû vérifier à nouveau le matériel nucléaire dans les piscines de stockage du combustible usé.

SECTION 3

TABLEAUX DES INDICATEURS DE RENDEMENT

Les indicateurs de rendement (IR) présentés sous forme de tableaux dans la présente section sont définis en détail dans la norme d'application de la réglementation S-99, intitulée « Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires ».

L'IR « nombre de transitoires imprévus » a pour objet d'indiquer le nombre de transitoires de la puissance du réacteur attribuable à des défaillances d'équipement ou à des erreurs des opérateurs pendant que le réacteur n'est pas en état d'arrêt garanti (EAG).

L'IR « nombre de transitoires imprévus » est illustré aux tableaux 1, 2 et 3. Il montre le nombre de réductions de puissance manuelles ou automatiques, survenues à la suite du déclenchement d'un système d'arrêt, d'un *recul rapide de puissance* ou d'une *baisse contrôlée de puissance* (notez que la centrale de Pickering-A ne possède aucun système de recul rapide de puissance). L'IR comprend aussi le nombre d'heures pendant lesquelles les réacteurs ont été en *EAG*. Les réductions imprévues de puissance peuvent être le signe de problèmes à l'intérieur de la centrale et produire d'inutiles pressions sur les systèmes. En 2003, bon nombre des transitoires imprévus étaient des baisses contrôlées de puissance, qui présentent peu de risque sur le plan de l'exploitation d'une centrale. Les transitoires imprévus importants sont décrits dans les rapports des faits saillants (voir l'annexe D).

Tableau 1 : Nombre de transitoires imprévus en 2003

Centrale	Heures en EAG	Transitoires imprévus pour chaque site en 2003			
		Arrêts d'urgence	Reculs rapides de puissance	Baisses contrôlées de puissance	Total
Bruce-A	0 *	0	1	0	1
Bruce-B	4 306	1	7	0	8
Darlington	4 906	4	5	1	10
Pickering-A	29 968	5	S. O.	2	7
Pickering-B	5 241	8	0	6	14
Gentilly-2	2 831	0	0	2	2
Point Lepreau	669	1	0	0	1
Total pour toutes les centrales	47 922	19	13	11	43

*Seulement pour la tranche 4 au 4^{e} trimestre de 2003

Les tableaux 2 et 3 montrent les tendances de l'IR pour le secteur nucléaire depuis l'an 2000. Le nombre de transitoires imprévus était plus élevé en 2003 que les années précédentes. Cela est partiellement attribuable à des activités de redémarrage à la centrale de Pickering-A (où aucun des transitoires survenus pendant les trois premiers trimestres de 2003 n'a eu lieu à pleine puissance) et à des transitoires découlant de la panne majeure d'électricité du 14 août. La moyenne des centrales nucléaires canadiennes au cours des quatre dernières années (sauf pour Bruce-A et Pickering-A) a été d'un arrêt d'urgence ou d'un recul rapide de puissance environ toutes les 7 100 heures de criticité. L'objectif de rendement international est d'un arrêt d'urgence par 7 000 heures d'exploitation du réacteur.

Tableau 2 : Détails de la tendance du nombre de transitoires imprévus pour toutes les centrales

Année	Heures en EAG	Transitoires imprévus dans toutes les centrales			
		Arrêts d'urgence	Reculs rapides de puissance	Baisses contrôlées de puissance	Total
2000	57 788	5	4	2	11
2001	41 341	8	5	10	21
2002	51 503	6	1	13	17
2003	47 922	19	13	11	43

Tableau 3 : Tendances du nombre de transitoires imprévus par centrale

Centrale	Transitoires imprévus			
	2000	2001	2002	2003
Bruce-A	S. O.	S. O.	S. O.	1
Bruce-B	5	3	6	8
Darlington	1	5	1	10
Pickering-A	0	0	0	7
Pickering-B	3	12	6	14
Gentilly-2	1	0	2	2
Point Lepreau	1	1	2	1
Total pour toutes les centrales	11	21	17	43

L'IR « coefficient de perte de capacité imprévue » a pour but d'indiquer dans quelle mesure la gestion, l'exploitation et l'entretien d'une tranche permettent d'éviter des arrêts imprévus.

Les tableaux 4 et 5 montrent l'IR « coefficient de perte de capacité imprévue », qui représente le pourcentage de la production d'électricité de référence qui a été perdu pendant la période en raison de circonstances imprévues. En plus de constituer un indicateur économique, il est le reflet de la gestion globale de la centrale. En général, depuis l'an 2000, ce facteur a été plus élevé à la centrale de Pickering-B qu'à toute autre centrale, surtout en 2003 (voir le tableau 5). Aux sites de l'Ontario, la perte de production enregistrée pendant le troisième trimestre est partiellement attribuable à la panne majeure d'électricité du 14 août.

Tableau 4 : Coefficient de perte de capacité imprévue en 2003

Centrale	Coefficient de perte de capacité imprévue (%)				
	Trimestre				Facteur annuel
	1er	2e	3e	4e	
Bruce-B	0,0	0,0	2,1	13,1	3,8
Pickering-B	20,5	22,5	27,4	6,2	19,1
Darlington	2,9	2,0	3,9	8,3	4,3
Gentilly-2	0,5	0,2	0,0	0,0	0,2
Point Lepreau	2,4	0,0	0,0	13,1	3,9

Tableau 5 : Détails de la tendance du coefficient de perte de capacité imprévue pour toutes les centrales

Centrale	Coefficient de perte de capacité imprévue (%)			
	Année			
	2000	2001	2002	2003
Bruce-B	3,8	1,3	6,4	3,8
Pickering-B	15,4	9,6	7,2	19,1
Darlington	7,8	5,6	4,9	4,3
Gentilly-2	0,0	0,0	0,0	0,2
Point Lepreau	0,0	14,3	9,2	3,9

L'IR « indice de non-conformité » a pour but d'indiquer le nombre de cas où la centrale nucléaire n'a pas été exploitée conformément aux conditions du permis ou à la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* et à ses règlements d'application.

Les tableaux 6, 7 et 8 illustrent l'IR « indice de non-conformité ». Les non-conformités sont classées par catégorie comme suit :

- a = nombre de non-conformités par rapport à la Ligne de conduite pour l'exploitation dans le permis;
- b = nombre de non-conformités par rapport aux exigences de radioprotection qui sont stipulées dans le permis;
- c = nombre de non-conformités par rapport à l'effectif minimal par quart mentionné dans le permis;
- d = autres cas de non-conformités par rapport au permis;
- e = nombre de non-conformités par rapport à la LSRN et ses règlements d'application.

Toutes les non-conformités sont évaluées par le personnel de la CCSN. Le tableau 6 montre que la plupart des non-conformités en 2003 entraient dans les catégories « b » et « d ». En 2003 (tableau 6) et au cours des années précédentes (tableau 8), la plupart des non-conformités ont été enregistrées à Pickering. Cela s'explique en partie par l'ampleur de l'exploitation (quatre tranches en train d'être remises en état et quatre en service). Il y a lieu de noter aussi que les non-conformités sont relatives à des exigences qui sont différentes à chaque site (incluant la Ligne de conduite pour l'exploitation, la conception, les conditions du permis, les pratiques et ainsi de suite).

Tableau 6 : Indice de non-conformité en 2003

Centrale	Non-conformités par catégorie					
	a	b	c	d	e	Total
Bruce-A	9	39	1	69	2	120
Bruce-B	2	36	6	34	1	79
Pickering-A et Pickering-B	102	75	3	74	28	282
Darlington	17	31	0	14	8	70
Gentilly-2	4	4	0	3	2	13
Point Lepreau	8	1	0	9	9	27

Les tableaux 7 et 8 montrent qu'en 2003, le nombre de non-conformités dans toutes les centrales était du même ordre de grandeur qu'au cours des trois années précédentes.

Tableau 7 : Détails de la tendance de l'indice de non-conformité dans toutes les centrales

Année	Non-conformités par type					
	a	b	c	d	e	Total
2000	307	109	31	115	50	612
2001	239	161	3	169	17	589
2002	219	140	13	222	24	618
2003	142	186	10	203	50	591

Tableau 8 : Tendances de l'indice de non-conformité par centrale

Centrale	Total des non-conformités			
	2000	2001	2002	2003
Bruce-A	42	9	24	120
Bruce-B	219	123	124	79
Pickering-A et Pickering-B	238	295	337	282
Darlington	63	110	58	70
Gentilly-2	22	18	20	13
Point Lepreau	28	34	55	27
Total pour le secteur nucléaire	612	589	618	591

L'IR « taux de gravité des accidents » a pour but de vérifier dans quelle mesure les centrales nucléaires respectent les normes du secteur nucléaire dans le domaine de la sécurité des travailleurs.

Les tableaux 9, 10 et 11 illustrent l'IR « taux de gravité des accidents ». Ce taux mesure le nombre total de jours perdus en raison de blessures par 200 000 heures-personnes de travail effectué à un site. Les taux pour tous les titulaires de permis en 2003 ont été comparables à ceux enregistrés les années précédentes (tableau 11). Le taux de gravité tend à être faible, en particulier pour Darlington et Point Lepreau. Cependant, il demeure supérieur à Gentilly-2. La prudence est de mise lorsqu'il s'agit de comparer les titulaires de permis, en raison des différences entres les organisations pour ce qui est, notamment, de la définition des accidents industriels, de l'autorité responsable de la sécurité des travailleurs et des interprétations relatives au temps perdu à cause de problèmes de santé chroniques et ainsi de suite. Par exemple, selon les contrats de travail, un titulaire de permis pourrait affecter un travailleur ayant subi une blessure au dos à un poste ne requérant que peu d'effort physique, alors qu'un autre pourrait considérer la situation comme un accident avec perte de temps. À Gentilly-2, aucun des accidents avec perte de temps survenus en 2003 n'a été attribué à la négligence d'Hydro-Québec. Certains d'entre eux, par exemple, ont été attribués à une douleur au dos plutôt qu'à des contretemps particuliers. En ce qui concerne le « taux de gravité des accidents » au tableau 9 (qui se rapporte à la santé et sécurité au travail), la centrale de Pickering-B n'a pas atteint l'un de

ses objectifs en raison d'un accident de véhicule hors site (un employé en formation) qui a entraîné une absence prolongée.

Tableau 9 : Taux de gravité des accidents en 2003

Site	Jours perdus	Heures-personnes de travail	Taux de gravité des accidents
Bruce-A et Bruce-B	134	6 362 845	4,2
Pickering-A et Pickering-B	90	4 809 538	3,7
Darlington	8	2 722 215	0,6
Gentilly-2	139	1 361 175	20,4
Point Lepreau	1	1 357 111	0,1

Tableau 10 : Détails de la tendance du taux de gravité des accidents pour toutes les centrales

Année	Jours perdus	Heures-personnes de travail	Taux de gravité des accidents
2000	462	19 186 826	4,8
2001	468	19 514 814	4,8
2002	350	17 579 865	4,0
2003	372	16 612 884	4,48

Tableau 11 : Tendances du taux de gravité des accidents par centrale

Site	Taux de gravité des accidents			
	2000	2001	2002	2003
Bruce-A et Bruce-B	3,8	9,7	4,8	4,2
Pickering-A et Pickering-B	3,9	0,7	1,4	3,7
Darlington	8,0	0,7	0,0	0,6
Gentilly-2	6,5	18,0	25,2	20,4
Point Lepreau	1,3	8,5	0,0	0,1

L'IR « nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression » a pour but d'indiquer le nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression survenus à la centrale nucléaire et de surveiller le respect des codes et des normes du secteur nucléaire.

Les tableaux 12, 13 et 14 illustrent l'IR appelé « nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression ». Les dégradations se définissent comme des cas où les limites précisées dans les critères de conception ou d'inspection pertinents sont dépassées. La « catégorie » mentionnée est le code de classification des systèmes nucléaires tandis que « conventionnel » fait allusion aux systèmes non nucléaires. En 2003, le nombre de cas de dégradation était du même ordre de grandeur qu'au cours des dernières années (tableau 13). La même année, le nombre de cas enregistré à la centrale de Bruce-A, comparativement aux années précédentes (tableau 14), est au moins partiellement lié à l'activité accrue qu'a créée le redémarrage des tranches 3 et 4.

Tableau 12 : Dégradations d'enveloppes sous pression en 2003

Centrale	Nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression par catégorie					
	Catégorie 1	Catégorie 2	Catégorie 3	Catégorie 4	Conventionnel	Total
Bruce-A	24	8	12	0	87	131
Bruce-B	9	0	7	1	92	109
Darlington	0	0	0	0	59	59
Pickering-A et Pickering-B	1	2	8	0	89	100
Gentilly-2	0	0	0	0	0	0
Point Lepreau	3	0	1	0	6	10

Tableau 13 : Détails de la tendance du nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression pour toutes les centrales

Année	Nombre des cas de dégradation des enveloppes sous pression par catégorie					
	Catégorie 1	Catégorie 2	Catégorie 3	Catégorie 4	Conventionnel	Total
2000	54	8	51	2	379	494
2001	24	9	30	1	281	345
2002	18	11	37	0	261	327
2003	37	10	28	1	333	409

Tableau 14 : Tendances du nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression par centrale

Centrale	Nombre total de cas de dégradation des enveloppes sous pression			
	2000	2001	2002	2003
Bruce-A	51	21	18	131
Bruce-B	197	47	71	109
Darlington	65	80	91	59
Pickering-A et Pickering-B	125	155	109	100
Gentilly-2	11	3	3	0
Point Lepreau	45	39	35	10

L'IR « nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté » a pour but d'indiquer le nombre d'essais réalisés avec succès conformément aux conditions de permis, y compris ceux mentionnés dans les documents présentés à l'appui d'une demande de permis; c'est-à-dire, de vérifier dans quelle mesure les exigences en matière de disponibilité de la CCSN et du titulaire de permis sont respectées.

Les tableaux 15, 16 et 17 montrent l'IR « nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté ». Cet indicateur représente la capacité des titulaires de permis à mener à bon terme tous les essais réguliers auxquels les systèmes de sûreté doivent être soumis. Environ 47 000 de ces essais ont été effectués dans les centrales nucléaires en 2003. Le nombre extrêmement faible d'essais omis signifie un engagement constant des titulaires de permis à mettre à l'essai régulièrement ses systèmes de sûreté. Après étude de chaque essai omis en 2003, le personnel de la CCSN a constaté qu'il n'y avait pas eu d'impact important sur la sûreté.

Tableau 15 : Nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté en 2003

Centrale	Nombre total d'essais	Omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté			
		Systèmes spéciaux de sûreté	Systèmes de sûreté en attente	Systèmes fonctionnels liés à la sûreté	Total
Bruce-B	31 764	0	0	0	0
Darlington	10 800	0	0	0	0
Pickering-A	8 186	0	0	0	0
Pickering-B	8 238	1	2	2	5
Gentilly-2	Aucune donnée	1	0	1	2
Point Lepreau	5 315	0	0	0	0
Total	64 303	2	2	3	7

Tableau 16 : Détails de la tendance des omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté pour toutes les centrales

Année	Nombre total d'essais *	Nombre total d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté			
		Systèmes spéciaux de sûreté	Systèmes de sûreté en attente	Systèmes fonctionnels liés à la sûreté	Total
2000	Aucune donnée	11	6	25	42
2001	52 841	2	0	4	6
2002	63 864	3	1	0	4
2003	64 303	2	2	3	7

* Le nombre total d'essais exclut le nombre pour Gentilly-2.

Tableau 17 : Tendance des omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté par centrale

Centrale	Omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté			
	2000	2001	2002	2003
Bruce-B	1	0	0	0
Darlington	32	4	0	0
Pickering-A	0	0	0	0
Pickering-B	6	2	1	5
Gentilly-2	0	0	1	2
Point Lepreau	3	0	2	0
Total pour toutes les centrales	42	6	4	7

L'IR « indice d'événements liés au rayonnement » a pour but d'indiquer le nombre et la gravité pondérée des événements liés au rayonnement qui sont survenus à la centrale nucléaire, surveillant ainsi le rendement tant qu'au respect des attentes de la CCSN en matière de radioprotection des travailleurs.

Les tableaux 18, 19 et 20 montrent l'IR « indice d'événements liés au rayonnement ». L'indice et ses composants se définissent et se calculent comme suit :

a = nombre d'événements où, après des tentatives de décontamination, la contamination corporelle fixe dépasse 50 kBq/m^2

b = nombre d'événements où une dose aiguë et imprévue au corps entier (résultant d'une exposition externe) dépasse 5 mSv

c = nombre d'événements où une incorporation de matières radioactives a entraîné une dose efficace dépassant 2 mSv (normalisé à 2 mSv)

d = nombre d'événements où une dose aiguë ou engagée dépasse une des limites spécifiées

Indice d'événements liés au rayonnement = a + 5b + 5c + 50d

Le « poids » de chaque composant de la formule indique l'importance relative des divers types d'événement. La valeur de l'indice pour les centrales nucléaires est généralement stable depuis l'an 2000 (tableau 19), et aucune dose n'a dépassé les limites spécifiées (valeur de « d »). Pour certains titulaires de permis, aucun type d'événement ne s'est produit (tableau 20). À Gentilly-2, certaines difficultés ont été observées lors de la manutention de l'eau lourde, et Hydro-Québec s'occupe de régler cette question de manière pro-active. Des améliorations sont également nécessaires en ce qui concerne l'intégration des programmes de radioprotection et de sécurité industrielle, l'auto-évaluation et l'analyse des tendances des incidents.

Tableau 18 : Indice d'événements liés au rayonnement en 2003

Centrale	Occurrences de rayonnement				
	a	b	c	d	Indice
Bruce-A	0	0	0	0	0
Bruce-B	0	0	0	0	0
Darlington	0	0	0	0	0
Pickering-A et Pickering-B	0	0	0	0	0
Gentilly-2	2	0	6,7	0	35,5
Point Lepreau	0	0	0	0	0

Tableau 19 : Détails de la tendance de l'indice des événements liés au rayonnement pour toutes les centrales

Année	Événements liés au rayonnement (Totaux)				
	a	b	c	d	Indice
2000	0	0	9,5	0	47,4
2001	1	0	8,8	0	45,2
2002	0	0	4,4	0	22,0
2003	2	0	6,7	0	35,5

Tableau 20 : Tendance de l'indice des événements liés au rayonnement par centrale

Centrale	Indice des événements liés au rayonnement			
	2000	2001	2002	2003
Bruce-A	0	0	0	0
Bruce-B	0	17,2	13,2	0
Darlington	0	0	0	0
Pickering-A et Pickering-B	12,4	0	8,8	0
Gentilly-2	22,2	27,0	0	35,5
Point Lepreau	12,8	1,0	0	0

ANNEXE A
GLOSSAIRE

Ces termes sont en italique lorsqu'ils sont utilisés pour la première fois dans le texte.

Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)
Organisme des Nations Unies qui, entre autres choses, établit et administre des garanties pour veiller à ce que les États respectent leurs engagements d'utiliser l'énergie nucléaire à des fins pacifiques. L'AIEA fournit aussi une tribune internationale pour la coopération scientifique et technique dans le domaine de la sûreté nucléaire.

Analyse des causes fondamentales
Analyse objective, structurée, systématique et exhaustive visant à déterminer les raisons intrinsèques d'une situation ou d'un événement en tenant compte de l'importance de l'événement sur le plan de la sûreté.

Approche systématique à la formation
Évolution logique depuis la définition des besoins en formation et des compétences nécessaires pour effectuer un travail jusqu'à l'élaboration et à la mise en oeuvre du programme de formation permettant d'acquérir ces compétences, ainsi qu'à l'évaluation subséquente de ce programme de formation.

Baisse contrôlée de puissance
Système conçu pour réduire automatiquement la puissance du réacteur à un taux lent en cas de problème. Le système de baisse contrôlée de puissance (BCP) fait partie du système de régulation du réacteur.

Commission
Personne morale établie aux termes de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, composée d'au plus sept membres nommés par le gouverneur en conseil, qui a pour mission de :

- réglementer le développement, la production et l'utilisation de l'énergie nucléaire, ainsi que la production, la possession, l'utilisation et le transport des substances nucléaires;
- réglementer la production, la possession et l'utilisation de l'équipement réglementé et des renseignements réglementés;
- mettre en oeuvre au Canada les mesures de contrôle international du développement, de la production, du transport et de l'utilisation de l'énergie et des substances nucléaires, notamment celles qui portent sur la non-prolifération des armes nucléaires et engins explosifs nucléaires;
- d'informer le public, sur les plans scientifique, technique ou en ce qui concerne la réglementation du domaine de l'énergie nucléaire, sur les activités de la CCSN et sur leurs conséquences pour la santé et la sécurité des personnes et pour l'environnement.

Défaillance grave de système fonctionnel
Défaillance d'un système fonctionnel, d'un composant ou d'une structure :
a) qui provoque une défaillance systématique du combustible ou produit un rejet important d'une centrale nucléaire, ou
b) qui pourrait provoquer une défaillance systématique du combustible ou produire un rejet important si aucun des systèmes spéciaux de sûreté n'entre en fonction.

Document aux commissaires (CMD)
Document préparé par le personnel de la CCSN, les promoteurs et les intervenants pour les fins d'une audience ou d'une réunion de la Commission. Chaque CMD se voit attribuer un numéro d'identification particulier.

État d'arrêt garanti
Méthode qui vise à assurer la mise à l'arrêt du réacteur. Elle comprend l'ajout au modérateur d'un absorbeur de neutrons, qui les retire donc de la réaction en chaîne de fission, ou l'évacuation du modérateur du réacteur.

Fermeture temporaire
Configuration spéciale de la centrale qui permet d'éviter que ses systèmes et composants ne se dégradent pendant une période d'arrêt prolongé.

Garanties
Un programme international de surveillances et d'inspections effectuées par l'AIEA. Les garanties nous assurent que le matériel nucléaire à la centrale n'est pas utilisé à des fins non pacifiques.

Générateur de vapeur
Échangeur de chaleur qui transfère la chaleur de l'eau lourde (caloporteur) à l'eau ordinaire. L'eau ordinaire bout et produit ainsi de la vapeur qui actionne la turbine. Les tubes du générateur de vapeur séparent le caloporteur du réacteur du reste du système de production d'énergie électrique.

Limite opérationnelle dérivée
Limite qu'impose la CCSN à l'égard du rejet de substances radioactives par une installation nucléaire autorisée de manière à donner une assurance raisonnable que la limite de dose réglementaire ne sera pas dépassée.

Points à régler
Système de suivi numéroté qu'utilise le personnel de la CCSN pour contrôler les questions ou problèmes exigeant l'attention des titulaires de permis.

Qualification environnementale
Programme qui établit un ensemble intégré et exhaustif d'exigences qui donnent l'assurance que l'équipement essentiel peut fonctionner selon les critères établis même dans des conditions difficiles et qu'il peut maintenir cette capacité durant toute la durée de vie de la centrale.

Recul rapide de puissance
Système conçu pour réduire automatiquement la puissance du réacteur à un taux rapide en cas de problème. Le système de recul rapide de puissance (RRP) fait partie du système de régulation du réacteur.

Système spécial de sûreté
Le système d'arrêt d'urgence no 1, le système d'arrêt d'urgence no 2, le système de confinement ou le système de refroidissement d'urgence du coeur d'une centrale nucléaire.

Tube de force
Tube qui, traversant la calandre, renferme 12 ou 13 grappes de combustible. De l'eau lourde sous pression circule dans ce tube et refroidit le combustible.

Tuyau d'alimentation
Le réacteur contient plusieurs centaines de canaux de combustible. Des tuyaux d'alimentation, placés à chaque extrémité des canaux de combustible, permettent d'amener l'eau lourde (caloporteur) dans les canaux de combustible aux générateurs de vapeur.

ANNEXE B
SIGLES

Ces acronymes sont également définis dans le texte lorsqu'ils sont utilisés pour la première fois.

AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
APFC	accident dû à la perte de fluide caloporteur
AQ	assurance de la qualité
AR	accident de référence
ASF	approche systématique à la formation
AUBT	aération d'urgence du bâtiment turbine
CAE	corrosion accélérée par l'écoulement
CC	circuit caloporteur
CCP	circuit caloporteur primaire
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
CMD	Document aux commissaires
CSA	Association canadienne de normalisation
DG	dossier générique
EACL	Énergie atomique du Canada limitée
EAG	état d'arrêt garanti
Énergie NB	Énergie Nouveau-Brunswick
FCC	fissuration par corrosion sous contrainte
GAG	gestion des accidents graves
GPERCA	grosse perte de caloporteur
ID	instrumentation de démarrage
IR	indice de rendement
IST	ensemble d'outils normalisés de l'industrie
LSRN	*Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*
OPG	Ontario Power Generation
PCV	polychlorure de vinyle
PERCA	perte de caloporteur
PSRUC	perte du système de refroidissement d'urgence du coeur
QE	qualification environnementale
RAL	refroidisseur d'air local
RAP	recombineur autocatalytique passif
RFS	rapport des faits saillants
RUC	refroidissement d'urgence du coeur
SAU	système d'arrêt d'urgence
SSC	structures, systèmes et composants
SUDFA	système d'urgence de décharge et de filtration de l'air
TC	tube de calandre
TDD	transition de la déflagration à la détonation
TF	tube de force
USNRC	United States Nuclear Regulatory Commission

ANNEXE C
SYSTÈME DE COTATION DU RENDEMENT

Des cotes sont attribuées pour la conception du programme ainsi que pour le rendement de sa mise en oeuvre dans chaque domaine de sûreté, ainsi que pour chacun des programmes compris dans un domaine de sûreté donné.

A – Supérieur aux exigences
Une cote « A » est attribuée lorsque les domaines et programmes évalués respectent ou dépassent constamment les exigences et les attentes de la CCSN en matière de rendement. Le rendement est stable ou s'améliore. Les problèmes qui se posent sont réglés rapidement afin qu'ils ne constituent pas un risque inacceptable pour la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, pour la protection de l'environnement, pour le maintien de la sécurité ou pour le respect des obligations internationales du Canada.
B – Répond aux exigences
Une cote « B » est attribuée lorsque les domaines ou programmes évalués respectent la lettre ou les objectifs des exigences et des attentes de la CCSN en matière de rendement. On constate seulement un léger écart par rapport aux exigences ou aux attentes relatives à la conception ou à l'exécution des programmes, mais l'écart ne constitue pas un risque inacceptable pour la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, pour la protection de l'environnement, pour le maintien de la sécurité ou pour le respect des obligations internationales du Canada. En d'autres termes, on constate une certaine baisse par rapport aux exigences et aux attentes à l'égard de la conception et de l'exécution des programmes, mais on estime que les problèmes relevés posent seulement un risque faible quant au respect des exigences réglementaires et des attentes de la CCSN en matière de rendement.
C – Inférieur aux exigences
Une cote « C » est attribuée lorsque le rendement s'affaiblit et qu'il est inférieur aux attentes, ou encore que les domaines et les programmes évalués ne respectent pas la lettre ou les objectifs des exigences de la CCSN, au point qu'il existe un risque modéré que les programmes ne permettront pas de répondre aux attentes relatives à la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, à la protection de l'environnement, au maintien de la sécurité ou au respect des obligations internationales du Canada. Même si, à court terme, le risque de ne pas respecter les exigences réglementaires demeure faible, des améliorations doivent toutefois être apportées sur le plan du rendement ou des programmes pour que les lacunes relevées soient corrigées. Le titulaire (ou le demandeur) de permis prend les mesures voulues ou les a prises.
D – Très inférieur aux exigences
Une cote « D » est attribuée lorsque les domaines ou programmes évalués sont nettement inférieurs aux exigences, ou encore que l'on constate un rendement faible continu, à un tel point que des programmes complets sont compromis. Si des mesures correctives ne sont pas prises, il est fort probable que les lacunes relevées entraîneront un risque inacceptable pour la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, pour la protection de l'environnement, pour le maintien de la sécurité ou pour le respect des obligations internationales du Canada. Le titulaire (ou le demandeur) de permis ne règle pas les problèmes de façon efficace. Il n'a pas pris les mesures compensatoires nécessaires ou présenté un autre plan d'action.
E – Inacceptable
Une cote « E » est attribuée lorsqu'un domaine ou programme évalué manifeste clairement une absence de maîtrise, une insuffisance totale, une défaillance ou une perte de contrôle. Il est hautement probable que les problèmes relevés entraîneront un risque inacceptable pour la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, pour la protection de l'environnement, pour le maintien de la sécurité ou pour le respect des obligations internationales du Canada. La CCSN sera intervenue ou interviendra, par exemple en rendant un ordre ou une ordonnance ou en prenant une mesure restrictive à l'égard du permis pour redresser la situation.

ANNEXE D
FAITS SAILLANTS
AUX CENTRALES NUCLÉAIRES EN 2003

Toutes les dates citées sont en 2003, à moins d'indication contraire.

D.1 Détecteurs de neutrons à la tranche 7 de Bruce-B

D.1.1 Description de l'événement (Référence CMD 03-M14)

En décembre, suite à l'arrêt prévu de 2002, lorsqu'on a effectué une approche à la criticité sur la tranche 7, l'instrumentation de démarrage (ID) n'a pas répondu à l'enlèvement du poison dans le modérateur. À de très faibles puissances, l'ID donne un aperçu du taux de changement du flux de neutrons qui augmente à mesure que le poison est enlevé. Dans le cas qui nous occupe, le taux de comptage des neutrons mesurés par l'ID n'a pas augmenté comme prévu, mais est demeuré constant. Bruce Power a ramené la tranche à l'état d'arrêt garanti (EAG) par sur empoisonnement.

Les résultats préliminaires de l'enquête effectuée par Bruce Power ont révélé que l'ID n'avait pas, en fait, donné une indication réelle du flux de neutrons entre le 30 novembre et le 23 décembre 2002. Il s'agit là d'une non-conformité par rapport à la Ligne de conduite pour l'exploitation de Bruce-B qui exige que soient indiqués de manière continue le niveau et le taux de changement du flux de neutrons. L'ID est reliée au système d'arrêt d'urgence n° 1 (SAU#1) et sert à un déclenchement de secours qui était donc également indisponible, ce qui représente une diminution du niveau de défense-en-profondeur. Les déclenchements crédités du SAU#1 et du SAU#2 étaient opérationnels et, d'après les essais réalisés au début de l'arrêt et plus tard durant le démarrage, ils n'étaient pas indisponibles.

Les résultats préliminaires de l'enquête de Bruce Power laissent supposer que les connaissances sur les détecteurs de neutrons (hélium 3) de l'ID que possède le personnel de Bruce-B sont inadéquates. Ces détecteurs ont été installés de manière incorrecte et à un moment inapproprié. De plus, ils n'ont pas été étalonnés correctement. En outre, la formation sur l'utilisation de l'ID semble être inadéquate. La documentation d'exploitation, les procédures d'installation des détecteurs et les procédures d'essais des systèmes se sont avérées également inadéquates.

D.1.2 Suivi

Les agents de la CCSN ont vérifié si toutes les causes de cet événement grave avaient été identifiées par Bruce Power. Bruce Power a pris des mesures correctives efficaces pour éviter qu'un tel événement se produise à nouveau et le dossier générique a été fermé.

D.2 Baisse contrôlée de puissance survenue à la tranche 6 de Pickering-B et complications dues aux basses températures dans le bâtiment turbine suite à l'ouverture des dispositifs d'aération d'urgence

D.2.1 Description de l'événement (Référence CMD 03-M14)

Le 26 janvier, la tranche 6 de Pickering-B a subi une baisse contrôlée de puissance suivie d'un empoisonnement par suite du déclenchement d'une pompe d'eau de refroidissement du condenseur. Le 27 janvier, le turbo-alternateur de la tranche 5 a été déclenché manuellement par les opérateurs en réponse à la défaillance apparente du système d'huile d'étanchéité de l'alternateur, ce qui peut donner lieu à un rejet d'hydrogène dans la centrale. Pour contrer le risque d'incendie potentiel, le personnel d'exploitation a suivi les procédures et a ouvert les panneaux d'aération d'urgence du bâtiment turbine (AUBT) pour évacuer tout l'hydrogène hors du bâtiment. L'air extérieur extrêmement froid (inférieur à –20 °C) est vite entré dans le bâtiment turbine suite à l'ouverture des panneaux d'AUBT et a fait baisser la température à l'intérieur du bâtiment turbine, particulièrement du côté nord où se trouvent les panneaux d'AUBT. L'air froid a rendu indisponible la logique de commande des panneaux d'AUBT ainsi que ses relais, et des difficultés sont survenues lorsqu'on a voulu fermer les panneaux. Par la suite, les panneaux d'AUBT ont été bloqués manuellement.

La basse température dans le bâtiment turbine a également eu une incidence sur un certain nombre d'autres systèmes. Par suite du gel de l'eau dans des conduites de petit calibre et des lignes d'instrumentation, le dispositif de commande du niveau du dégazeur, les systèmes de protection contre l'incendie, les pompes auxiliaires d'extraction du condensat et la logique de déclenchement de la turbine ont été touchés. Des problèmes non liés à l'événement sont également survenus au moment de mettre la chaudière de chauffage auxiliaire en service.

Depuis, les systèmes touchés ont été réparés et remis en service. De manière générale, les agents de la CCSN sont satisfaits de l'intervention d'Ontario Power Generation (OPG) face à ces événements, mais ont effectué un suivi sous la forme d'une évaluation plus approfondie de l'événement.

D.2.2 Suivi (Référence CMD 03-M56)

Les agents de la CCSN ont continué à évaluer les résultats de l'enquête de OPG ainsi que son plan de mesures correctives à prendre à long terme. Les agents ont interrogé OPG concernant les questions de sûreté liées à l'événement, y compris la pertinence de la surveillance et de l'entretien du système d'AUBT, l'évaluation par OPG du niveau d'indisponibilité du système d'AUBT durant l'événement et l'orientation suivie pour la mise hors service d'un système de sûreté. Les agents de la CCSN ont terminé l'examen de l'intervention de OPG et sont satisfaits du plan des mesures correctives de OPG.

D.2.3 Suivi additionnel

Les agents de la CCSN jugent également que OPG a répondu adéquatement au défaut initial qui était un alignement incorrect des contacts dans le dispositif de commande du système d'huile

d'étanchéité de l'alternateur. Le programme d'entretien préventif a été modifié pour y incorporer ce type de relais, et les relais ont été réparés et entretenus pour toutes les tranches. OPG envisage également d'apporter une modification à la conception pour réduire au minimum les déclenchements d'alternateur dus aux défaillances d'un seul composant.

D.3 Clapet de retenue du système de refroidissement d'urgence du coeur à Bruce-A et Bruce-B

D.3.1 Description de l'événement et suivi initial (Référence CMD 03-M22)

Le 28 février, Bruce Power a décelé des problèmes dans les mécanismes d'essai de certains clapets de retenue du système de refroidissement d'urgence du coeur (RUC) à Bruce-A qui auraient pu compromettre leur capacité à fonctionner correctement. Les clapets de retenue ne s'ouvraient pas entièrement dans une direction, réduisant ainsi le débit lorsque le système RUC fonctionnait en mode de recirculation. Il n'y a eu aucune incidence sur le fonctionnement sûr de Bruce-A puisque toutes les tranches étaient à l'arrêt.

Les employés de Bruce Power qui travaillent à Bruce-A ont rapidement informé Bruce-B de la situation. Bruce Power, s'apercevant que le système RUC de Bruce-B utilise six clapets de retenue de type semblable, a alors effectué une série d'essais des clapets de retenue du système RUC de Bruce-B pour vérifier leur état de fonctionnement. Les essais ont révélé que trois des six clapets de retenu étaient pleinement fonctionnels et que le défaut observé à Bruce-A était présent dans les trois autres clapets de retenue. Bruce Power a rapidement mis en place des mesures compensatoires provisoires et a effectué d'autres essais pour confirmer l'état réel des clapets de retenue.

Bruce Power a promptement informé les agents de la CCSN de la situation. Les agents de la CCSN ont procédé à une évaluation afin de déterminer si les mesures prises par Bruce Power étaient adéquates et de décider si des mesures additionnelles étaient requises. Les agents de la CCSN ont conclu que le système RUC de Bruce-B continuerait d'être efficace, mais avec une légère baisse au niveau de la fiabilité. Les agents de la CCSN estiment que le fonctionnement des tranches de Bruce-B est encore sûr et que les décisions et mesures prises par Bruce Power étaient appropriées.

Les agents de la CCSN ont effectué un suivi avec les titulaires de permis de centrale nucléaire à d'autres sites pour s'assurer qu'ils étaient au courant de la situation et qu'ils prenaient aussi des mesures compensatoires au besoin.

D.3.2 Suivi additionnel

La mesure compensatoire—réparation des clapets de retenue de Bruce-A—a été complétée avant le redémarrage des tranches 3 et 4. Les mesures correctives ont été complétées à Bruce-A, et seront complétées à Bruce-B durant l'arrêt prévu à l'automne 2004 pour effectuer une vérification du bâtiment sous vide.

D.4 Arrêt d'urgence de la tranche 8 de Pickering-B en raison d'une erreur (enlèvement d'un fusible)

D.4.1 Description de l'événement (Référence CMD 03-M22)

Le 11 mars, deux membres du personnel d'entretien ont ouvert un panneau de la tranche 8 en vue de procéder au remplacement d'un fusible pour un moniteur de CO_2 (8-5424-barre 2C, fusible 28). Ces deux personnes n'ont pas remarqué que le panneau contenait également un fusible pour la barre 1C et ont retiré le fusible 28 (8-5424-barre 1C) par erreur. Cela s'est produit en dépit du fait que, conformément à la procédure, la personne effectuant le travail a précisé qu'elle retirait le fusible 2C et l'autre personne a confirmé qu'il s'agissait du bon fusible. Le retrait du mauvais fusible a donné lieu à une perte temporaire de la commande du niveau des générateurs de vapeur pour un quadrant, ce qui a provoqué un arrêt d'urgence du réacteur par le déclenchement du SAU # 2 conformément à la conception de centrale.

OPG avait déjà fait des plans visant à inspecter les pales de la turbine de la tranche 8 en cas d'arrêt non prévu; ces inspections additionnelles ont retardé la remise en service de la tranche.

D.4.2 Suivi

OPG a modifié la procédure d'entretien et a également apporté un certain nombre d'améliorations en vue d'aider le personnel d'entretien à identifier correctement les composantes. Les agents de la CCSN considèrent que, pour cet événement, ces mesures correctives sont appropriées.

D.5 Mise à l'arrêt non prévue des tranches de Pickering-B suite à une fuite d'eau déminéralisée

D.5.1 Description de l'événement (Référence CMD 03-M22)

L'eau déminéralisée est utilisée à Pickering-B dans le but d'assurer un appoint aux systèmes de vapeur et de condensat afin de remplacer les pertes d'eau résultant des purges des générateurs de vapeur, des fuites des circuits, et de la déviation de l'eau chaude provenant des circuits d'alimentation et de condensat durant les mois d'hiver pour contrôler la formation de glace dans l'entrée d'eau de la centrale.

Le 12 mars, le personnel de OPG a détecté une fuite dans le collecteur d'eau déminéralisée de la tranche 5. Cette fuite ne représentait aucune inquiétude en matière de sûreté et d'environnement, mais l'emplacement de la fissure était tel qu'il était impossible d'isoler la fissure pour effectuer la réparation sans interrompre l'appoint d'eau déminéralisée à toutes les tranches de Pickering. Par conséquent, les quatre tranches de Pickering-B ont été mises à l'arrêt pour procéder à la réparation. Au moment de la découverte de la fissure, la tranche 7 était déjà à l'arrêt pour un entretien prévu et la tranche 8 était elle aussi encore à l'arrêt depuis l'arrêt d'urgence qui s'était produit le jour précédent. Les tranches 5 et 6, qui fonctionnaient à pleine puissance au moment de la découverte de la fissure, ont été mises à l'arrêt de manière ordonnée avant d'entreprendre les réparations nécessaires.

D.5.2 Suivi

L'analyse de cet événement par OPG a mené à une addition au programme d'entretien préventif, à une correction des procédures d'exploitation et à une proposition de modification à la conception. Les agents de la CCSN sont satisfaits de ces mesures correctives.

D.6 Modifications des portes coupe vapeur à la centrale de Darlington

D.6.1 Mise à jour (Référence CMD 03-M28)

Lors des audiences publiques qui se sont tenues en vue du renouvellement du permis d'exploitation de la centrale de Darlington au début de 2003, les agents de la CCSN ont signalé que OPG avait installé de petites portes d'accès dans certaines portes coupe vapeur en vue de faciliter le passage temporaire de câbles entre les salles. Les agents de la CCSN jugent cette initiative inacceptable et ont demandé à OPG de ramener les portes coupe vapeur à leur conception originale et de présenter une proposition qui permettrait de réaliser des essais et d'effectuer l'entretien de l'équipement dans les salles à l'épreuve de la vapeur sans laisser la porte ouverte ou non verrouillée. Dans sa décision relative au renouvellement du permis, la Commission a demandé que les agents de la CCSN la tiennent au courant des progrès réalisés pour régler le problème des petites portes d'accès des portes coupe vapeur.

Le 21 mars, OPG a présenté une demande à la CCSN en vue d'une approbation relative à la modification de 23 portes coupe vapeur. Les modifications comprennent l'enlèvement des petites portes d'accès et l'installation de connecteurs d'alimentation CamLock entre les batteries à l'intérieur des salles à l'épreuve de la vapeur et des charges à l'extérieur de ces salles.

Six autres portes coupe vapeur dotées de petites portes d'accès devaient être remplacées par des portes de conception originale plus tard en 2003.

D.6.2 Suivi additionnel

Les modifications sont terminées et toutes les portes ont été inspectées par les agents de la CCSN.

D.7 Entretien de la mauvaise tranche à Darlington (Référence CMD 03-M28)

Le 16 avril, le personnel d'entretien a commencé à enlever des boulons-fermoirs du couvercle d'un trou d'homme sur le dessus du réservoir de stockage du condensat de la tranche 3. Cependant, ces travaux devaient être effectués à la tranche 4. Le réservoir de stockage du condensat a une capacité de 200 000 litres d'eau, est aéré à l'atmosphère et sa profondeur au couvercle du trou d'homme est d'environ 2,5 mètres. Lorsque les boulons ont été dévissés, il y a eu une fuite d'eau par le joint d'étanchéité du couvercle, et la personne effectuant le travail a alors resserré les boulons conformément aux bonnes pratiques. À peu près au même moment, un opérateur à qui l'on avait demandé de surveiller ce genre de fuite dans les tranches non à l'arrêt a questionné la personne qui procédait à l'entretien afin de déterminer si elle se trouvait par erreur dans la mauvaise tranche. Les travaux ont été arrêtés et l'opérateur a signalé la situation à

l'opérateur de la salle de commande de la tranche 3. Aucune blessure n'a été signalée ni aucune incidence sur la sûreté suite à cet événement.

Le personnel de OPG a établi à 3 le niveau d'importance de cet événement —« événement ou condition néfaste, qui n'est pas important en soi, mais ayant le potentiel de devenir plus important ou pouvant être un événement précurseur à d'autres événements plus importants ». OPG a également déterminé que l'événement devait être traité selon la catégorie de résolution B—« nécessitant une analyse de la cause fondamentale en vue d'élaborer un plan de mesures correctives ».

Un certain nombre de mesures ayant pour but d'éviter que des événements semblables se produisent ont été identifiées :

- Améliorer les communications d'équipe;
- Mettre en évidence dans quelle tranche seront effectués les travaux lors des séances d'information précédant les travaux;
- Placer des barrières physiques entre une tranche à l'arrêt et les tranches en fonctionnement;
- Restreindre le personnel d'entretien à n'utiliser que l'ascenseur de la tranche à l'arrêt;
- S'assurer que le personnel de conduite identifie l'équipement sur lequel on doit travailler en l'étiquetant de manière claire et s'assurer que le personnel d'entretien ne travaille que sur des composants étiquetés.

Les agents de la CCSN ont rencontré le personnel d'OPG préposé aux affaires réglementaires afin de déterminer si l'événement devait ou non être signalé (aux termes de la norme d'application S-99 de la CCSN) et de discuter des préoccupations en matière de culture de sûreté qui ont pu être soulevées par cet événement, ou par des événements semblables survenus dans le passé. Les agents de la CCSN ont mis à jour leur base de données relative à la conformité pour identifier cet événement comme sujet potentiel pour la planification d'évaluations futures. Enfin, depuis l'incident, OPG a amélioré l'identification des tranches.

D.8 Arrêt d'urgence de la tranche 5 de Pickering-B en raison de la défaillance de l'ordinateur de commande

D.8.1 Description de l'événement (Référence CMD 03-M28)

La tranche 5 a été mise à l'arrêt de manière sûre le 1er mai suite à un arrêt d'urgence causé par une défaillance de l'ordinateur de commande. En raison de la nature de la défaillance, le transfert de la commande vers l'ordinateur de secours a été retardé, ce qui a donné lieu à un déclenchement du SAU#1 à cause de la pression élevée dans le circuit caloporteur primaire (CCP).

D.8.2 Suivi

OPG a réalisé une analyse technique ayant pour but d'identifier les changements à apporter aux logiciels pour améliorer la capacité des ordinateurs à réagir aux défaillances du matériel de façon à éviter des transitoires dans les tranches. À la lumière de ces résultats, des modifications appropriées et réalisables seront mises en oeuvre. OPG a également décidé de reprendre un

projet visant à déterminer la conception de référence pour les programmes de commande informatisée à Pickering-A et Pickering-B. Les agents de la CCSN estiment que ces mesures constituent une démarche exhaustive et appropriée et continueront de surveiller leur mise en œuvre.

D.9 Blocage des filtres à l'entrée du condenseur principal à Gentilly-2

D.9.1 Description de l'événement (Référence CMD 03-M28)

Le 16 avril, la puissance de la centrale a été diminuée manuellement et de façon graduelle à 59 % de la pleine puissance alors que des opérateurs prenaient des actions pour rétablir la pleine capacité du condenseur après un afflux d'algues dans le fleuve Saint-Laurent. Les algues ont bloqué les filtres du système d'eau de refroidissement du condenseur à l'entrée de celui-ci, menaçant ainsi la disponibilité de la source froide principale du réacteur. Les opérations de nettoyage qui ont suivi ont permis de ramener le réacteur à la pleine puissance le jour suivant.

D.9.2 Suivi

Hydro-Québec a fourni des réponses aux commentaires des agents de la CCSN sur le rapport d'événement important et les agents sont actuellement en train de les examiner.

D.10 Effet de la panne majeure d'électricité du 14 août sur les centrales nucléaires (Référence CMD 03-M56)

D.10.1 Pickering-A et Pickering-B

La panne du réseau électrique a provoqué un déclenchement des turbo-alternateurs des tranches 5 et 6, ce qui a entraîné un déclenchement du SAU#1 et du SAU#2 dans les tranches 5 et 6. Une baisse contrôlée de puissance s'est produite sur le réacteur de la tranche 8 et la puissance se stabilisait à 20 % lorsqu'une autre baisse contrôlée de puissance est survenue et la puissance a été ramenée à 2 % de la pleine puissance. Ensuite, le SAU#1 a déclenché en raison d'une faible pression dans le circuit d'eau d'alimentation des générateurs de vapeur due à une disparité de puissance entre le réacteur et la turbine. La tranche 7 se trouvait à un niveau de puissance de 0,09 % au moment de la panne et son réacteur a été manuellement déclenché conformément aux procédures.

Lorsque la panne est survenue, la tranche 4 de Pickering-A était à faible puissance et on se préparait à la synchroniser avec le réseau pour la première fois depuis son redémarrage. Le réacteur a déclenché automatiquement en raison du faible débit et de la faible pression du CCP. Les tranches 1, 2 et 3 étaient fermées temporairement.

La panne a causé une défaillance grave de système fonctionnel dans les tranches 5 et 6 lorsque la circulation forcée dans le CCP a été interrompue à puissance élevée. La puissance de la tranche 8 a été réduite à moins de 2 % avant de perdre sa circulation forcée. Le système RUC haute pression de Pickering-A et de Pickering-B n'a pas été disponible pendant 5,5 heures à cause de la perte d'alimentation électrique aux pompes haute pression. En outre, la restauration de l'eau de service haute pression d'urgence pour toutes les tranches de Pickering-B a été retardée à cause de

la pression faible à l'aspiration des pompes d'eau de service haute pression d'urgence. L'intervention des opérateurs a été requise pour remettre certaines pompes en service. Les génératrices de secours ont démarré automatiquement et ont alimenté les charges de catégorie III requises. Toutes les tranches de Pickering ont été refroidies et dépressurisées dans les 12 heures, puis ont été placées en EAG (état d'arrêt garanti).

D.10.2 Suivi pour Pickering-B (Référence CMD 04-M4)

Les agents de la CCSN ont signalé à l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) que la panne du 14 août constituait un événement de niveau 2 sur l'échelle internationale des événements nucléaires. Il s'agit d'un incident accompagné d'une défaillance importante dans les dispositions relatives à la sûreté, mais dont la défense-en-profondeur est demeurée suffisamment élevée pour pouvoir faire face à des défaillances additionnelles.

D.10.3 Suivi additionnel pour Pickering-B

Les agents de la CCSN ont réalisé une enquête indépendante en vue de déterminer si OPG avait réglé adéquatement toutes les questions résultant de l'évaluation de la performance des systèmes et de l'équipement de Pickering-B lors de la panne. D'autres questions relatives à la conception et à l'état de l'équipement ont été soulevées dans le cadre de cette enquête et on a demandé à OPG de s'en occuper. Les agents de la CCSN continueront de surveiller de près les mesures correctives prises par OPG en réponse aux enquêtes effectuées à la fois par OPG et par la CCSN sur cet événement.

D.10.4 Darlington

Suite à la baisse de charge résultant de la panne du réseau électrique la puissance a été réduite automatiquement dans les tranches 1 et 2. Les opérateurs de la salle de commande ont effectué les vérifications requises des systèmes et ont déterminé que l'on pouvait de manière sûre mettre les tranches en mode de prévention de l'empoisonnement, ce qui permet aux tranches de revenir rapidement à pleine puissance, au besoin. Toutefois, le superviseur de quart n'a pas été en mesure d'effectuer ses vérifications dans le délai permis, alors les tranches ont dû être mises à l'arrêt manuellement.

La puissance de la tranche 3 a été réduite automatiquement suite à la baisse de charge. Le superviseur et le chef de quart ont été en mesure de terminer leurs vérifications indépendantes des systèmes, et le réacteur a été placé en mode de prévention de l'empoisonnement. La tranche 3 a été raccordée plus tard au réseau, fournissant 450 MW.

La puissance de la tranche 4 a été réduite automatiquement suite à la baisse de charge. Un inverseur de catégorie II s'est brisé, ce qui a interrompu l'alimentation électrique de plusieurs indicateurs et dispositifs de commande de la salle de commande. L'opérateur de la salle de commande, de concert avec le chef de quart, a décidé de déclencher manuellement le réacteur à l'aide du SAU#1.

Les quatre génératrices de secours de la centrale ont démarré automatiquement. Deux d'entre elles ont été utilisées pour fournir une alimentation de catégorie III à la centrale; les deux autres fonctionnaient à vide et étaient disponibles, mais non raccordées.

D.10.5 Bruce-A

Le SAU#1 a été déclenché manuellement dans les tranches 3 et 4 conformément aux procédures d'exploitation pour une perte d'alimentation électrique de catégorie IV. Le SAU#1 a été ré-armé dans les deux tranches lorsque les alimentations électriques de la centrale ont été stabilisées.

Le système de transfert d'urgence a fonctionné tel que conçu, car les génératrices de secours de la catégorie III alimentaient les charges de la centrale. Les nouvelles génératrices diesel qualifiées ont reçu un signal de démarrage et étaient disponibles pour alimenter les charges électriques requises, au besoin.

D.10.6 Bruce-B

Suite à la panne du réseau électrique, la puissance des quatre tranches de Bruce-B a été réduite automatiquement.

Il y a eu un déclenchement du SAU#1 de la tranche 6 pendant le retrait des barres de compensation visant à compenser le transitoire du xénon (poison). L'une des barres de compensation n'a pas pu être retirée automatiquement à cause d'un mauvais fonctionnement de l'indicateur de position. Lorsque le réacteur de la tranche 6 a déclenché, l'alimentation électrique de catégorie IV a été perdue. Le système de transfert d'urgence a permis de rétablir l'alimentation électrique de la tranche.

Les tranches 5, 7 et 8 ont été synchronisées au réseau dès que celui-ci est redevenu disponible.

D.10.7 Point Lepreau

Un renversement important du courant sur une ligne de transmission entre la Nouvelle-Angleterre et le Nouveau-Brunswick s'est produit lors de la panne. La puissance de la centrale de Point Lepreau a baissé rapidement d'environ 140 MW pour répondre à la demande. La centrale est demeurée opérationnelle, fournissant des charges au Nouveau-Brunswick. La centrale a été exploitée en mode veilleuse pendant plusieurs heures.

D.10.8 Gentilly-2

Le réseau d'Hydro-Québec n'a pas été touché et Gentilly-2 a continué d'être exploitée normalement.

D.11 Redémarrage de Pickering-A (Référence CMD 03-M56)

La tranche 4 a été synchronisée au réseau le 21 août. Le 26 août, OPG a augmenté la puissance de 30 % jusqu'au prochain point d'arrêt à 60 % de la pleine puissance,

D.12 Redémarrage de Bruce-A (Référence CMD 03-M56)

Suite à l'achèvement des derniers essais de mise en service et sur les systèmes de sûreté, la tranche 4 a été retirée de l'état d'arrêt garanti (EAG) et a atteint la criticité à la fin du mois d'août.

D.13 Fissure observée sur le tuyau d'alimentation PO9A à Point Lepreau

D.13.1 Description de l'événement (Référence CMD 03-M56.A)

Le 14 septembre, des employés d'Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB) ont observé la présence d'une fissure sur le tuyau d'alimentation de sortie du réacteur P-09A lors des inspections réalisées au cours d'un arrêt planifié pour effectuer de l'entretien et des inspections.

Des inspections plus détaillées du tuyau d'alimentation P-09A ont permis de constater que la longueur de la fissure se situe entre 15 mm et 20mm sur la face interne du tuyau. La profondeur de fissure est d'environ 50 % de l'épaisseur de la paroi; ainsi, la fissure a été détectée avant qu'une fuite ne se produise. C'était la troisième fois qu'on inspectait le tuyau d'alimentation P-09A; les deux inspections précédentes effectuées en 2001 et en 2002 n'avaient rien révélé d'anormal.

Énergie NB estime que les résultats des inspections montrent que la fissure dans le tuyau d'alimentation de sortie P-09A était du même type que celles observées antérieurement à Point Lepreau sur les tuyaux d'alimentation de sortie S-08A, K-16A, Q-08A et U-15C. La marque suit la même orientation et se trouve au même endroit, dans le premier coude. Le comportement de la marque lors des essais a été semblable à celui de l'échantillon utilisé et qui comportait une fissure encastrée pour la qualification.

Énergie NB s'est engagée à réparer le tuyau d'alimentation P09A et à élargir la portée des inspections, de manière à ce que le premier coude de tous les tuyaux d'alimentation de sortie soit inspecté avant que la tranche ne soit remise en service. Un essai destructif de la section du tuyau d'alimentation P09A qui a été enlevée devait être effectué suite à l'arrêt.

D.13.2 Suivi

Un examen plus approfondi durant l'arrêt a permis de constater la présence de deux autres fissures. Les travaux réalisés durant cet arrêt, conjointement avec la mise en oeuvre continue de la stratégie de gestion des fissures dans les tuyaux d'alimentation de Point Lepreau, ont été suffisants pour que la CCSN approuve le redémarrage du réacteur. La stratégie de Point Lepreau utilise l'information la plus récente sur le projet conjoint relatif à l'intégrité des tuyaux d'alimentation du Groupe des propriétaires de CANDU, l'expérience de l'industrie et l'inspection et la surveillance continues des tuyaux d'alimentation.

D.14 Détérioration des plaques de support des tubes des générateurs de vapeur de la tranche 8 de Bruce-B

D.14.1 Description de l'événement (Référence CMD 03-M64)

La détérioration de la septième plaque de support a été observée lors de l'inspection des tubes générateurs de vapeur B03, B04 et B08 de la tranche 8. La détérioration a la forme de perte métallique dans les ligaments entre les tubes sur le pourtour de la plaque. La perte varie entre une perte peu importante et une perte complète du ligament et semble être causée par la corrosion accélérée par l'écoulement (CAE). La perte de soutien augmente potentiellement le risque de dommages aux tubes en raison des vibrations.

Les résultats d'inspection les plus récents portant sur tous les générateurs de vapeur des tranches 3, 4, 5, 6 et 7 ont été examinés. Aucune mention de perte métallique dans les plaques de support n'a été trouvée. Les générateurs de vapeur B01, B02, B05, B06 et B07 de la tranche 8 n'indiquent également aucun signe de perte métallique.

Bruce Power a initié une enquête visant à déterminer la cause de la détérioration et les mesures correctives requises.

D.14.2 Suivi initial (Référence CMD 04-M4)

Bruce Power a réalisé des inspections approfondies de toutes les plaques de support des tubes des huit générateurs de vapeur de la tranche 8. D'autres détériorations ont été observées dans le générateur de vapeur B08 sur les cinquième et sixième plaques de support. Aucune détérioration n'a été observée dans les autres générateurs de vapeur de la tranche 8 ni dans aucun générateur de vapeur des autres tranches de Bruce-B. Des barres de support anti-vibrations ont été installées à la septième plaque de support dans les générateurs de vapeur B03, B04 et B08 de la tranche 8. Tous les tubes des zones détériorées des cinquième et sixième plaques de support ont été obturés, ce qui les rend hors service.

D.14.3 Suivi additionnel

Bruce Power a préparé des rapports sur l'aptitude fonctionnelle des générateurs de vapeur. Les dispositions relatives aux générateurs de vapeur ont été approuvées par les agents de la CCSN le 25 janvier 2004, ce qui a permis la remise en service de la tranche 8. Les agents de la CCSN s'attendent toujours à ce que Bruce Power fournisse un rapport d'enquête final sur la cause fondamentale de l'événement et une stratégie de surveillance et de gestion de ce type de détérioration à long terme.

D.15 Mise à l'arrêt anticipée de la tranche 7 de Pickering-B en réponse à une accumulation d'algues

D.15.1 Description de l'événement (Référence CMD 03-M64)

Les conditions météorologiques difficiles résultant de l'ouragan Isabel le 19 septembre ont donné lieu à un afflux d'algues dans la station de pompage de Pickering-B. La tranche 7 a été mise à

l'arrêt de manière préventive afin de réduire la charge d'eau de refroidissement et d'éviter le déclenchement de plusieurs tranches. En moins de deux jours, la menace d'un afflux d'algues a été suffisamment réduite pour permettre que la puissance de la tranche 7 soit augmentée.

D.15.2 Suivi

OPG a amélioré son équipement pour tamiser l'eau afin de réduire sa vulnérabilité à ce genre d'événement. Les agents de la CCSN estiment que cette mesure est appropriée.

D.16 Défaillance d'une soupape de décharge de caloporteur à la tranche 4 de Pickering-A

D.16.1 Description de l'événement (Référence CMD 03-M64.A)

Le 13 novembre, un défaut d'une soupape de décharge de caloporteur du CCP a causé son ouverture, déchargeant ainsi de l'eau lourde dans le condenseur de purge. La défaillance a provoqué un déclenchement du réacteur en raison de la faible pression du CCP. Tous les systèmes liés à la sûreté ont fonctionné comme prévu. On a confirmé que le réacteur avait été mis à l'arrêt de manière sûre et il a été placé en EAG. Il n'y a eu aucune perte d'inventaire en provenance du condenseur de purge.

L'incident a été causé par la défaillance du diaphragme de l'actuateur de la soupape de décharge. La tranche 4 est demeurée en EAG, alors que les diaphragmes des quatre vannes de décharge de caloporteur ont été remplacés et mis à l'essai. Selon l'échéancier prévu, la tranche devait être remise en service le 28 novembre.

D.16.2 Suivi

OPG a effectué une enquête exhaustive sur la cause de la défaillance de la soupape. Les résultats indiquaient qu'il y avait des lacunes imputables au fabricant, principalement dans la conception et la qualification de l'actuateur de la soupape. Les actuateurs ont été remplacés durant la remise à neuf de la tranche 4 selon un modèle qualifié sur le plan environnemental. OPG a remplacé les diaphragmes par différents matériaux qui répondent aux exigences requises en matière de qualification environnementale (QE). OPG a également inspecté les 35 vannes semblables (du même fabricant) qui avaient été remplacées durant la remise à neuf dans le but de se prémunir contre ce type de défaillance à l'avenir. Les mesures correctives identifiées par OPG comportaient également un audit en matière d'assurance de la qualité (AQ) du programme de QE du fabricant. Les agents de la CCSN estiment que les mesures correctives de OPG sont exhaustives et appropriées.

D.17 Fuite d'une soudure d'un tuyau d'alimentation à Gentilly-2

D.17.1 Description de l'événement (Référence CMD 04-M4)

Au début du mois de juin, une augmentation du niveau de tritium dans le bâtiment réacteur a été signalée à Gentilly-2. On a déterminé que la fuite provenait de la soudure entre les parties supérieure et inférieure du tuyau d'alimentation de sortie G-09. Le débit de fuite a été surveillé et il était de beaucoup inférieur au seuil limite pour l'exploitation (20 kg/h) imposé dans la Ligne

de conduite pour l'exploitation de la centrale. Le débit de fuite initial a été estimé être de l'ordre de 1,5 kg/h. Il a diminué à moins de 0,5 kg/h au moment de la mise à l'arrêt le 31 août.

Un examen métallurgique subséquent a révélé que le mécanisme de fissuration était représentatif de la fissuration intergranulaire par corrosion sous contrainte (FCC) et que, lorsque le réacteur fonctionnait, la fissure avait été active dans la partie réparée de la soudure.

Hydro-Québec a réparé le tuyau d'alimentation défectueux et, à la demande des agents de la CCSN, a élargi la portée originale des inspections des tuyaux d'alimentation afin d'inclure toutes les soudures à l'emboîtement des tuyaux d'alimentation (réparées et non réparées) qui étaient plus sujettes à la fissuration. Aucune fissure additionnelle dans les soudures n'a été détectée.

Subséquemment, le 1er décembre[1], OPG, Bruce Power et Énergie NB ont été informés de l'existence possible de FCC aux soudures réparées et on leur a demandé de fournir des renseignements sur les sujets suivants :

a) le nombre, l'emplacement et la fonction (entrée ou sortie) de toute soudure réparée sur un tuyau d'alimentation;
b) la justification de sûreté pour continuer l'exploitation avec des tuyaux d'alimentation ayant de telles soudures;
c) les méthodes de surveillance proposées (avec l'échéancier) pour s'assurer que la FCC n'est présente dans aucun tuyau d'alimentation touché;
d) toute mesure préventive ou prévisionnelle ou tout programme que la centrale a en vigueur pour gérer la FCC.

D.17.2 Suivi

Bruce Power a fourni à la CCSN l'information demandée, en mentionnant que les inspections des coudes des tuyaux d'alimentation de référence étaient terminées sans avoir observé de marques de FCC dans aucune des tranches. Énergie NB a également fourni les renseignements demandés et a mentionné l'intention de l'industrie de rencontrer les agents de la CCSN dans le but de discuter des plans et des travaux en cours pour gérer le risque de FCC lors de la réparation des soudures sur les tuyaux d'alimentation. Les études réalisées par OPG indiquent que leurs limites et leurs procédures de surveillance sont adéquates pour détecter les fuites et pour procéder à la mise à l'arrêt de manière opportune. OPG a inspecté plusieurs centaines de coudes de tuyaux d'alimentation de sortie (laminés à froid) et aucune fissure n'a été détectée. Le programme sera élargi dans le but d'inclure les deuxièmes coudes serrés ayant un angle faible. Les réparations aux soudures, lorsqu'elles sont accessibles, seront faites en 2004. Darlington prévoit mettre en oeuvre un logiciel amélioré d'analyse des données sur les fuites dans les armoires des tuyaux d'alimentation en 2004. OPG évalue également d'autres concepts de détection des fuites.

D.18 Remise en service de la tranche 2 de Darlington—Arrêt d'urgence et incident lié au système du gaz annulaire

D.18.1 Description de l'événement et suivi initial (Référence CMD 04-M4)

[1] Le RFS original mentionne par erreur le 12 janvier 2004.

Le 23 novembre, un déclenchement du SAU # 1 et du SAU # 2 de la tranche 2 s'est produit lorsque le réacteur avait atteint 30% de la pleine puissance lors de la remis en service de cette tranche suite à arrêt pour effectuer un essai de l'enceinte de confinement. Il s'est produit un déclenchement de la turbine et le transfert automatique vers l'alimentation électrique de secours n'a pas fonctionné adéquatement, ce qui a donné lieu au déclenchement d'une pompe du CCP et à un arrêt subséquent.

OPG a réalisé une analyse de la cause fondamentale et a déterminé que des vannes à la mauvaise position, des vérifications inadéquates suite à l'entretien et la défaillance d'équipements avaient contribué à cet événement.

Le 26 novembre, la tranche 2 de Darlington était de nouveau remise en service. Les vérifications effectuées par le personnel de conduite de Darlington, avant le démarrage, n'ont pas permis de détecter que les instruments du système du gaz annulaire n'étaient pas disponibles pour détecter les fuites du CCP. De plus, le personnel de conduite n'a pas suivi correctement le manuel d'exploitation, le manuel d'exploitation sur incidents ou les procédures de rapports à soumettre conformément à la norme d'application S-99. La tranche a été exploitée dans cet état pendant trois jours.

D.18.2 Suivi additionnel pour l'arrêt d'urgence à 30 % de la pleine puissance

OPG a terminé ses examens sur la cause fondamentale et a mis en oeuvre des mesures mécaniques et procédurales. On devra aussi s'occuper de questions concernant les facteurs humains. Les agents de la CCSN ont rencontré la haute direction de la centrale et feront un suivi lors du prochain arrêt planifié en mars 2004.

D.18.3 Suivi de l'incident sur le système du gaz annulaire

OPG a terminé l'analyse de la cause fondamentale. On procède présentement à la mise en œuvre des mesures correctives et des mises à jour des procédures qui sont vérifiées par les agents de la CCSN au site. Les améliorations aux instruments seront apportées lorsque les conditions d'exploitation de la tranche le permettront (échéance : 30 juin 2004), et les agents de la CCSN au site effectueront un suivi de l'installation. Un programme de formation révisé adéquatement débutera le 30 juin 2004 et les agents de la CCSN au site y participeront.

ANNEXE E
DOSSIERS GÉNÉRIQUES

E.1 Dossier générique 88G02—Comportement de l'hydrogène dans les centrales nucléaires CANDU

Les pertes de caloporteur (PERCA) peuvent à long terme entraîner des rejets importants d'H_2 dans le confinement par suite de la radiolyse de l'eau dans la calandre (en raison des champs de rayonnement provenant du combustible intact dans le coeur).

Aussi, dans certains scénarios de PERCA où le système de refroidissement d'urgence du coeur (RUC) est indisponible, de l'H_2 est rejeté à court terme suite à l'oxydation par la vapeur de la gaine du combustible surchauffée et des radionucléides sont rejetés à cause de la défaillance de gaines. Des quantités appréciables d'H_2 sont également produites à long terme à cause de la radiolyse de l'eau dans les puisards et la calandre par les radionucléides dissous provenant du combustible défectueux. Des études de sensibilité portant sur les débits de circulation de vapeur dans le cœur après dépressurisation ont indiqué une progression des rejets d'H_2 et de radionucléides pour les débits supérieurs à zéro mais inférieurs à 100 g/s par canal, avec une pointe autour de 10 à 20 g/s par canal. Il a été démontré que les rejets d'H_2 les plus importants génèrent à long terme des mélanges de gaz inflammables et potentiellement explosifs qui couvrent entièrement des compartiments du confinement. Les rejets d'H_2 à court terme peuvent avoir des incidences locales semblables dans certaines régions des compartiments touchés.

À moins qu'une atténuation appropriée ne soit fournie, une question importante sur le plan de la sûreté est le défi que représentent pour l'intégrité des systèmes de confinement et des structures, systèmes et composants (SSC) nécessaires ou crédités à l'intérieur du confinement suite à un accident, par les grandes forces engendrées par la combustion et potentiellement, l'explosion des rejets d'H_2 à long terme s'ils venaient à s'enflammer. Une autre question importante sur le plan de la sûreté est le défi que représente pour l'efficacité du confinement et le rendement de ses SSC nécessaires/crédités suite à un accident, une qualification environnementale (QE) inadéquate, dans des conditions radiologiques hostiles et de combustion potentielle. L'atténuation des rejets d'H_2 à long terme est également requise pour que la gestion des accidents graves (GAG) soit viable.

Dans le CMD 99-121, les agents de la CCSN ont exprimé certaines préoccupations relatives à l'exhaustivité des études de la répartition transitoire de l'H_2 induite par les rejets à court terme d'H_2 dans le confinement. On a demandé aux titulaires de permis de fournir des plans et échéanciers détaillés relatifs à la résolution de toutes les questions liées à la sûreté associée à l'H_2, y compris les questions liées aux rejets à long terme.

E.1.1 Hydro-Québec

Hydro-Québec a évalué les répartitions de l'H_2 transitoires à long terme dans le confinement à l'aide de l'ensemble d'outils normalisés de l'industrie (IST) et du programme informatique des paramètres regroupés GOTHIC. Une PERCA accompagnée d'une perte du système RUC (PSRUC) et un débit de circulation dans le cœur à l'intérieur de certaines limites après

dépressurisation, a été analysée avec un système RAP (recombineurs autocatalytiques passifs) en place. Les résultats ont permis d'établir avec certitude l'efficacité des RAP dans l'atténuation du comportement de la combustion des répartitions d'H_2 à long terme. On a également observé que les RAP permettent de réduire les pics des concentrations d'H_2 à court terme. Pour répondre aux préoccupations des agents de la CCSN concernant le terme source radiologique, et pour régler les questions liées au seuil d'auto-démarrage des RAP, Hydro-Québec a opté pour une démarche multi-facettes. On a décidé de :

1) Réévaluer les rejets radiologiques et d'H2 à court terme suite à la dépressurisation à l'aide des programmes informatiques de l'IST plutôt qu'avec le programme plus prudent CHAN;
2) Modifier le modèle des RAP du GOTHIC afin d'y insérer une détérioration du seuil d'auto-démarrage;
3) Collaborer avec d'autres compagnies d'électricité à l'élaboration d'une démarche probabiliste en vue de régler le problème des rejets associés à des accidents graves et à des accidents de référence (AR).

Des essais *in situ* de deux RAP dans l'enceinte de confinement de Gentilly-2 ainsi qu'un réexamen approfondi de l'applicabilité des résultats des essais de combustion de l'USNRC (United States Nuclear Regulatory Commission) à des fins de QE sont également en cours. En outre, Hydro-Québec collabore avec d'autres compagnies d'électricité à l'élaboration d'une démarche probabiliste pour régler le problème des rejets associés à des accidents graves et à des AR.

Les agents de la CCSN sont fortement encouragés par les mesures prises par Hydro-Québec en vue de résoudre les questions liées à l'H_2, en particulier celles qui visent à atténuer les rejets d'H_2 à long terme qui présentent le plus grand défi sur le plan de la sûreté. Les agents attendent actuellement d'autres détails concernant la nouvelle méthode, les plans et les échéanciers relatifs à la résolution des questions qui restent concernant les rejets d'H_2 à long terme.

Les évaluations de la sûreté effectuées par Hydro-Québec et ses efforts liés à la mise en oeuvre des mesures visant à atténuer les rejets d'H_2 à long terme pour les AR répondent aux attentes des agents.

E.1.2 Énergie Nouveau-Brunswick

Dans son analyse, Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a examiné le cas d'une PERCA accompagnée d'une PSRUC avec un débit de circulation dans le cœur à l'intérieur de certaines limites après dépressurisation. Les rejets calculés d'H_2 à long terme dus à la radiolyse de l'eau par les radionucléides issus du combustible défectueux sont substantiels (560 kg sur une période de 90 jours). On a décidé par la suite d'installer des RAP dans le but d'éliminer les rejets d'H_2. Cependant, suite aux essais in situ de deux RAP et après avoir observé la détérioration du seuil d'auto-démarrage des RAP situés dans la zone non accessible, Énergie NB a reporté indéfiniment l'installation des RAP. La nécessité d'entretenir ou de modifier le système des RAP a été donnée comme justification. L'option qui consiste à remplacer, dans le cadre des activités courantes, un seul élément RAP dans les zones accessibles a été jugée raisonnable par Énergie NB, mais à ce jour, rien n'a encore été fait en ce sens.

Énergie NB a revendiqué que la surpressurisation du confinement à long terme en raison du refroidissement inefficace des refroidisseurs d'air local (RAL) ayant des ventilateurs et des conduites endommagées par des charges crées par la combustion potentielle de l'H_2 à long terme, n'est pas un problème. La ventilation suite à des PERCA a été interdite afin d'éviter d'endommager les filtres à radionucléides par les charges créées par la combustion potentielle de l'H_2. La QE des SCC nécessaires/crédités suite à un accident devait être réalisée pour les conditions radiologiques calculées pour la conception originale de centrale. Les charges de déflagration ne devaient pas être considérées dans la QE, mais la fonction du confinement devait être protégée.

D'après des analyses rudimentaires des rejets à court terme, Énergie NB a conclu que la perte des RAL dans la voûte n'aurait aucune incidence sur le mélange d'H_2 dans le confinement. Récemment, des résultats d'évaluations effectuées à l'aide d'un modèle GOTHIC plus approprié (1D/3D à 24 noeuds) et avec des RAL entièrement fonctionnels ont été présentés. Énergie NB prévoit également évaluer la possibilité de flammes rapides explosives et de transitions de la déflagration à la détonation (TDD). Énergie Nouveau-Brunswick participe également avec d'autres compagnies d'électricité à l'élaboration d'une méthode probabiliste visant à régler la question des rejets suite à un accident grave ou à un AR.

Les agents de la CCSN estiment que les progrès réalisés dans les évaluations de la répartition de l'H_2 lors de transitoires sont encourageants. Cependant, les rejets d'H_2 à long terme ont été sous-estimés, étant donné que l'évaluation de la contribution de la radiolyse de l'eau dans la calandre par les champs de rayonnement imputables au combustible intact n'a pas été effectuée. En outre, les calculs demandés concernant l'efficacité du système RAP à atténuer le comportement de la combustion des répartitions d'H_2 à long terme n'ont pas été fournis. De plus, la perception qu'un risque bénin à la sûreté est lié à la combustion potentielle d'H_2 après un accident qui risque de compromettre l'intégrité des SSC nécessaires et crédités est principalement fondée sur la prémisse que les RAP sont en place. Tel que mentionné précédemment, l'installation des RAP a été reportée indéfiniment, en dépit du fait que les agents de la CCSN aient demandé de procéder tenant compte des avantages nets perçus.

Par conséquent, les agents de la CCSN estiment que Énergie NB devrait traiter en priorité la résolution des questions qui restent concernant les rejets d'H_2 à long terme et installer des RAP, au moins dans les zones de confinement accessibles. Cela s'avère nécessaire pour établir de manière sûre l'intégrité et le fonctionnement des SSC nécessaires/crédités après un accident.

Les évaluations de la sûreté et les efforts d'Énergie NB associés à la mise en oeuvre de mesures d'atténuation pour les rejets d'H_2 à long terme pour les AR ne répondent pas aux attentes des agents.

E.1.3 Bruce Power et OPG

Bruce Power et OPG ont opté pour une démarche à deux facettes pour résoudre les questions liées à l'H_2 :

1) une évaluation probabiliste sur le risque que surviennent une PERCA et des indisponibilités du RUC avec des débits dans les canaux dans la plage critique;

2) l'adoption d'une nouvelle méthode prudente de manière réaliste pour la réévaluation des termes sources de radionucléide et d'H_2.

Bruce Power et OPG soutiennent que, d'après les nouvelles évaluations, les scénarios avec débits de vapeur dans la plage critique après dépressurisation appartiennent à la catégorie des accidents graves. Pour cette raison, les titulaires de permis ont décidé que, dans leurs programmes de QE, ils examineraient les termes sources seulement pour le cas d'une simple PERCA. Pour régler les questions d'H_2 qui restent dans le dossier générique 88G02 (associé à des scénarios crédibles), le recours à des hypothèses plus réalistes a été proposé. La résolution des autres questions liées à l'H_2 et associées à des séquences de grosses PERCA et de PSRUC doit être effectuée par la GAG. Des RAP pourraient être envisagés par Bruce Power et OPG dans le but d'éliminer l'H_2 produit par des accidents graves et crédibles, assujettis notamment :

1) aux résultats des essais in situ du seuil d'auto-démarrage des RAP qui doivent être utilisés deux mois après le redémarrage de Bruce-A ;
2) à la définition des conditions réalistes d'auto-démarrage dans les exigences de conception et de performance pour les RAP qui doivent être adoptées par Bruce Power et OPG.

Cependant, les agents de la CCSN estiment que les conclusions de cette nouvelle méthode sont prématurées. Les agents de la CCSN ont examiné la méthode proposée pour la résolution de la question et ont identifié un certain nombre de préoccupations. La gravité des conséquences des scénarios avec débits dans le cœur se trouvant dans la plage critique après dépressurisation et le manque de robustesse et d'exhaustivité de l'analyse probabiliste utilisée pour classer ces scénarios comme des accidents graves sont d'une importance particulière. Des préoccupations ont également été exprimées relatives à l'exhaustivité ou à la prudence des termes sources radiologiques et de l'H_2 obtenues à l'aide de la nouvelle méthode prudente de manière réaliste et aux évaluations de la répartition transitoire subséquente dans le confinement pour des AR crédibles.

À ce moment-ci, les agents de la CCSN ne sont pas convaincus que les mesures prises par les titulaires de permis suffiront pour résoudre la question.

Les agents de la CCSN ont rencontré les représentants de Bruce Power et de OPG et préparent actuellement une lettre précisant la démarche à suivre pour la résolution des points à régler qui traînent depuis longtemps, sur les évaluations probabilistes de sûreté présentées qui mettent en question les prémisses de base de leurs conclusions. Une autre rencontre est prévue pour discuter de l'évaluation appropriée des termes sources et de leurs distributions transitoires pour les AR.

Pour Bruce Power et OPG, les évaluations de sûreté et les efforts liés à la mise en oeuvre des mesures d'atténuation des rejets d'H_2 à long terme dans le cas des AR crédibles ne répondent pas aux attentes des agents de la CCSN.

E.2 Dossier générique 90G02—Refroidissement du coeur en l'absence de circulation forcée

La défaillance des pompes du circuit caloporteur primaire qui assure la circulation forcée de l'eau dans le but de refroidir le combustible est une possibilité dans certaines séquences d'accident. Les réacteurs reposent alors sur la circulation naturelle du caloporteur pour évacuer la

chaleur résiduelle vers les générateurs de vapeur. Les expériences de circulation naturelle réalisées aux Laboratoires Whiteshell d'Énergie atomique du Canada limitée (EACL) indiquent une détérioration du refroidissement dans certains canaux si l'inventaire du caloporteur est faible. Les résultats des expériences mettent en doute les prévisions de l'analyse de sûreté concernant l'efficacité de la circulation naturelle dans des conditions d'inventaire réduit. Il a été demandé aux titulaires de permis de déterminer les causes menant à la détérioration des conditions de refroidissement observée et, au besoin, de réviser leur analyse de sûreté ou d'apporter des modifications à la conception.

Le présent dossier générique a été fermé pour tous les titulaires de permis, à l'exception d'Énergie NB. Ses progrès ont été plus lents que ceux des autres titulaires de permis, parce que dès le début, on a adopté une stratégie analytique très ambitieuse pour résoudre la question. Les agents de la CCSN n'ont pas accepté les résultats de cette démarche en raison des vérifications expérimentales insuffisantes.

Énergie NB a par la suite adopté une démarche se rapprochant davantage du reste de l'industrie. Elle a fait des présentations portant sur les critères de fermeture de ce dossier générique et a demandé la fermeture. Les agents de la CCSN ont attribué une faible priorité à ces travaux, étant donné que l'on s'attend à ce que le réacteur de Point Lepreau se comporte de manière semblable aux autres CANDU, et que pour cette raison, l'importance sur le plan de la sûreté est faible. La performance d'Énergie NB dans de dossier générique est acceptable.

E.3 Dossier générique 90G03—Garantie de sûreté continue dans les centrales nucléaires

Les fonctions liées à la sûreté dans les centrales nucléaires doivent demeurer efficaces pendant toute la durée de vie des centrales. Le dossier générique 90G03 a été ouvert pour s'assurer que les titulaires de permis mettent en place des programmes visant à éviter, détecter et corriger toute détérioration importante dans l'efficacité des fonctions liées à la sûreté. Le dossier générique a été fermé pour tous les titulaires de permis en 2003, puisque la CCSN continuera à surveiller adéquatement la gestion du vieillissement par des activités dans le cadre du renouvellement des permis et de son programme de conformité.

E.4 Dossier générique 91G01—Efficacité des filtres après un accident

Dans certains accidents hypothétiques, la dépressurisation du confinement peut être requise pour réduire le risque de rejet non contrôlé de matières radioactives. Les titulaires de permis doivent démontrer que les filtres qui seraient utilisés peuvent accomplir leur fonction de conception et que les activités d'essais et d'entretien de ces filtres sont adéquates.

Ce dossier générique est déjà fermé pour Hydro-Québec. Les agents de la CCSN attendent qu'Énergie NB présente un argument semblable à Hydro-Québec et fournisse des détails sur la manière par laquelle les conditions dans le confinement seraient stabilisées à long terme suite à ce genre d'accidents.

Une rencontre à laquelle participaient Bruce Power, OPG et les agents de la CCSN a eu lieu en février 2003. On y a discuté des progrès des travaux et des exigences relatives aux critères de fermeture d'urgence pour le dossier générique 91G01. Lors de cette rencontre, on a également

convenu de traiter de la question de l'incidence de la combustion de l'hydrogène sur la performance du système d'urgence de décharge et de filtration de l'air (SUDFA) dans le dossier générique 88G02, et que les questions liées à la qualification des filtres et des composantes seraient traitées dans le cadre des programmes de QE des titulaires de permis. Cette décision a mis un terme à la phase II (filtres SDAFU) des travaux pour Bruce Power et OPG dans ce dossier générique.

En octobre 2003, Bruce Power et OPG ont présenté des rapports pour l'achèvement de la phase III (filtres autres que des filtres SDAFU) et ont demandé la fermeture du dossier générique 91G01 pour les centrales de Bruce-B et d'OPG respectivement. Bruce Power a également présenté un plan de travail pour Bruce-A. Une rencontre regroupant Bruce Power, OPG et les agents de la CCSN a eu lieu en décembre 2003, au cours de laquelle on a discuté de ces présentations. On a demandé des renseignements additionnels aux titulaires de permis pour assurer une uniformité entre les hypothèses des analyses de sûreté et le mode de fonctionnement des filtres autres que les filtres SUDFA.

De façon générale, les agents de la CCSN estiment que les progrès réalisés dans le cadre de la résolution de ce dossier générique sont acceptables.

E.5 Dossier générique 94G01—Analyse optimale de l'efficacité du SRUC

Ce dossier générique, qui ne s'applique qu'aux centrales à tranches multiples a été ouvert la première fois en vue d'établir une validation adéquate des méthodes/programmes améliorés utilisés pour prévoir l'efficacité du système RUC durant une grosse PERCA. Ces prévisions ont été jugées nécessaires pour compléter les calculs qui ont servi à établir les limites et qui démontraient que les conséquences des doses radiologiques étaient acceptables. Depuis lors, un autre dossier générique a été ouvert pour couvrir la validation de tous les programmes informatiques utilisés dans l'analyse de sûreté (dossier générique 98G02). En ce sens, le dossier générique plus récent a remplacé le dossier générique 94G01. Suite à la fermeture du dossier générique 98G02 pour Bruce Power et OPG, le dossier générique 94G01 a été fermé pour les centrales à tranches multiples au début de 2004.

E.6 Dossier générique 94G02—Incidence des conditions des grappes de combustible sur la sûreté du réacteur

On a observé que l'état de certaines grappes de combustible irradiées dans les réacteurs CANDU diffère de l'état prévu ou tenu pour acquis dans la documentation sur la conception, l'exploitation et l'analyse de sûreté. Les grappes de combustible en cause montrent des signes de dégradation supérieure à celle prévue, comme la fissuration des plaques d'extrémité, l'usure des coussins d'espacement, le flambage des éléments, l'usure de la gaine, l'usure des patins de support, la déformation de la gaine, la disparition de la couche CANLUB, l'oxydation du combustible défectueux et le rejet de produits de fission.

La détérioration des grappes de combustible dépend du réacteur, des canaux de combustible, de la conception et de la fabrication du combustible, ainsi que des conditions d'exploitation. Comme les modèles théoriques n'ont pas permis d'établir une corrélation adéquate entre ces facteurs et les conditions du combustible, des inspections du combustible et des tubes de force

sont nécessaires. En raison du nombre de facteurs dont dépend la détérioration, le programme d'inspection doit être élargi au-delà de l'inspection du combustible défectueux pour observer ces changements. En outre, la détérioration des grappes de combustible est parfois accompagnée d'usure de contact et de rayures des tubes de force et peut dépendre d'autres phénomènes comme le fluage des tubes de force.

Les effets de la détérioration des grappes sur la sûreté des réacteurs ne sont pas entièrement connus, en partie parce que le nombre de données expérimentales et les méthodes d'analyse de sûreté sont limités. C'est pourquoi il est important de surveiller la performance du combustible en effectuant des inspections et des examens du combustible, ainsi qu'une évaluation intégrée de l'information pertinente. En outre, les paramètres importants du combustible et des canaux de combustible ne sont pas connus. Bien que certaines inspection du combustible aient été réalisées et que les résultats aient été présentés à la CCSN, les titulaires de permis ne possèdent pas de méthode formelle ayant pour but de s'assurer que les conditions du combustible et des canaux de combustible sont connues et qu'on en tient compte.

Par conséquent, les titulaires de permis doivent :

- mettre en oeuvre un plan d'action ayant pour but d'éliminer la détérioration excessive du combustible et des canaux de combustible dans les canaux où les effets acoustiques sont les plus importants;
- mettre en oeuvre une méthode efficace, formelle et systématique d'intégration de la conception du combustible, des inspections du combustible et des canaux de combustible (in situ), des examens en laboratoire du combustible et des canaux de combustible, des recherches, des limites d'exploitation et de l'analyse de sûreté.

Ce dossier générique a été fermé pour OPG et Bruce Power en 2001 et 2002 respectivement. En avril 2002, Hydro-Québec a fait une présentation à la CCSN dans laquelle on demandait la fermeture du dossier générique. Les agents de la CCSN ont examiné les documents présentés et ont émis un rapport d'évaluation en juillet 2003. La fermeture du dossier générique pour Hydro-Québec est assujettie aux réponses qui seront fournies pour répondre aux préoccupations de la CCSN. Dans le cas d'Énergie NB, les progrès ont été lents et la CCSN n'a pas reçu de demande de fermeture. Énergie NB est en train de mettre au point les politiques et procédures nécessaires et devrait les présenter à la CCSN au cours de la première moitié de 2004.

E.7 Dossier générique 95G01—Interaction entre le combustible en fusion et le modérateur

Un blocage grave de la circulation dans un canal de combustible, ou une rupture par stagnation d'un tuyau d'alimentation d'entrée, pourrait potentiellement causer une fusion du combustible, une rupture de canal et l'éjection de combustible en fusion dans le modérateur. On ne sait pas si l'interaction entre le combustible en fusion et le modérateur pourrait endommager les tubes guides des barres d'arrêt d'urgence et empêcher le SAU#1 de fonctionner correctement. Cela pourrait également endommager d'autres canaux de combustible, ou la cuve de la calandre elle-même.

Il existe une divergence d'opinions de longue date entre les agents de la CCSN et les titulaires de permis et leurs consultants respectifs concernant la gravité d'une interaction entre le combustible en fusion et le modérateur. Cependant, depuis le premier trimestre de l'an 2000, les titulaires de permis

ont amorcé un programme expérimental en vue de résoudre la question. Un groupe de trois experts indépendants spécialistes de l'interaction combustible/fluide de refroidissement a été mis sur pied dans le but d'examiner le programme expérimental et les critères de résolution proposés par l'industrie. Les agents de la CCSN ont accepté les recommandations finales de ce groupe et les critères de fermeture proposés par l'industrie.

Les agents de la CCSN ont aussi accepté l'échéancier du programme expérimental proposé par les titulaires de permis, qui prévoit conclure le programme expérimental d'ici le troisième trimestre de 2005. Les agents de la CCSN s'attendent à recevoir à ce moment une présentation de la part des titulaires de permis, avec les résultats expérimentaux, et une demande de fermeture du dossier générique. Toutefois, dans ce projet, on a fait face à certains défis techniques imprévus. Bien que la plupart d'entre eux soient maintenant résolus, les essais préparatoires ont été retardés de neuf mois; ceci s'ajoute au délai encouru pour l'obtention de l'approbation de la classification des programmes pour le centre d'essai. Les agents de la CCSN considèrent que, de façon générale, les progrès réalisés relativement à cette question sont lents, mais estiment que les plans actuels sont acceptables.

E.8 Dossier générique 95G02—Défaillance des tubes de force entraînant une perte de modérateur

Habituellement, la notion de défaillance simple et double dans les analyses de sûreté requiert des analyses des événements initiateurs de même que des analyses d'événements initiateurs couplés à la défaillance de l'un des systèmes spéciaux de sûreté. Pour le scénario hypothétique d'une PTLCA accompagnée d'une PSRUC, le système du modérateur a été crédité dans l'analyse comme étant une source froide. Le transfert de chaleur vers le modérateur est sensé s'effectuer par le biais d'un contact des tubes de force avec les tubes de calandre suite à une déformation du tube de force causée par une surchauffe. Ce mode de transfert de chaleur a été accepté par les agents de la CCSN, étant donné que le modérateur a été considéré indépendant des événements initiateurs hypothétiques et des défaillances du RUC. Cependant, les expériences laissent supposer qu'il est possible que le modérateur soit drainé pendant le scénario hypothétique suivant : rupture du tube de force, puis des soufflets des embouts, suivie d'une défaillance du tube de calandre, d'une rupture guillotine du tube de force déjà défectueux, de l'éjection des embouts et du drainage du modérateur. Cet événement hypothétique pourrait donner lieu à des dommages graves dans un grand nombre de canaux, avec des conséquences dépassant celles prévues dans le rapport de sûreté.

Dans un énoncé de position portant sur ce dossier générique, on a demandé aux titulaires de permis de fournir des propositions acceptables concernant un plan d'action, y compris des modifications possibles à la conception qui devraient être mises en oeuvre d'ici la fin de l'an 2000 et qui auraient pour effet d'atténuer, ou à tout le moins de réduire considérablement l'impact des conséquences d'un tel événement.

Un plan d'action de l'industrie a été présenté aux agents de la CCSN en mai 2000. Dans ce plan, l'industrie a présenté une proposition de critères d'évaluation, incluant une méthode tenant compte des coûts et des avantages. Par la suite, les agents de la CCSN ont modifié l'énoncé de position afin de faire référence à la politique de la CCSN relative au recours à des arguments coûts-avantages, et de modifier les critères de fermeture et l'échéancier d'achèvement des

travaux afin de tenir compte des discussions récentes entre les agents de la CCSN et les représentants de l'industrie.

L'industrie a présenté les fondements de ses plans d'action conformément à l'énoncé de position révisé pour ce dossier générique, et a demandé la fermeture du dossier. L'évaluation de cette présentation est en suspens, d'ici à la finalisation des lignes directrices sur l'utilisation d'analyses de coûts et d'avantages.

E.9 Dossier générique 95G04—Incertitude relative à une réactivité positive due au vide–Traitement dans l'analyse des grosse PERCA

L'exactitude des calculs de réactivité due est une question importante sur le plan de la sûreté dans les analyses d'AR mettant en cause des vides dans les canaux, particulièrement dans le cas des grosses PERCA. En 1995, les agents de la CCSN ont soulevé certaines préoccupations concernant le bien-fondé des preuves disponibles à l'appui des prévisions les plus probables concernant l'effet du vide sur la réactivité, et ont par la suite demandé à tous les titulaires de permis de mettre en oeuvre un programme expérimental adéquat afin d'améliorer les analyses de sûreté connexes, et de prendre des mesures provisoires adéquates.

En 2001, le Groupe des propriétaires de CANDU a publié un rapport sur l'évaluation des erreurs relatives à l'effet du vide sur la réactivité dans les réacteurs CANDU. Ce rapport résumait les résultats du programme global de l'industrie mis en œuvre pour traiter le dossier générique 95G04. On a conclu que le nouvel ensemble d'outils normalisés de l'industrie (IST) comportant une série de programmes informatiques sur la physique du réacteur surestime l'effet du vide sur la réactivité du combustible CANDU si on le compare aux mesures du réacteur de recherche ZED-2. Pour compenser ces erreurs, le rapport recommandait que des valeurs spécifiques propres à chaque type de combustible soient appliquées aux calculs de l'effet du vide sur la réactivité effectués par des programmes de physique du réacteur de l'IST dans des conditions d'exploitation de CANDU pour tous les niveaux d'appauvrissement du combustible. Cette valeur recommandée pour tenir compte de la surestimation de l'effet du vide sur la réactivité a été créditée dans les récentes analyses de sûreté des grosses PERCA avec la nouvelle série de programmes de physique du réacteur de l'IST.

L'acceptabilité de l'estimation des incertitudes dans la prévision de l'effet du vide sur la réactivité contenue dans les programmes de physique du réacteur de l'IST pour différentes conditions d'exploitation de CANDU a également été examinée dans une évaluation d'un groupe indépendant proposée par l'industrie. Le rapport du groupe a été terminé et publié en janvier 2003. L'industrie a examiné les recommandations qui ont été faites et a proposé des activités de recherche et développement pertinentes. La CCSN continue d'examiner différentes options pour régler les questions qui restent.

E.10 Dossier générique 95G05—Prévision de la température du modérateur

Lors de certaines grosses PERCA, l'intégrité des canaux de combustible dépend de la capacité du modérateur à agir comme source froide ultime. À mesure que les canaux chauffent, les tubes de force (TF) gonflent dans la direction radiale et entrent en contact avec les tubes de calandre (TC). Les canaux de combustible demeurent intacts lors du contact si le modérateur à l'extérieur

du TC est suffisamment froid pour assurer un bon transfert de la chaleur. Cependant, une défaillance des canaux peut se produire si la température du modérateur est trop élevée pour éviter l'assèchement de l'extérieur du TC suite au contact à l'intérieur avec le TF.

À la lumière des conséquences graves de la défaillance des canaux et des faibles marges de sûreté qui existent actuellement quant aux exigences relatives à la température du modérateur (ou sous-refroidissement du modérateur), les agents de la CCSN ont demandé que le programme informatique utilisé pour calculer la répartition de la température du modérateur soit validé par des essais de modérateur en trois dimensions. OPG a présenté un programme d'essai conformément à l'énoncé de position de la CCSN formulé pour ce dossier générique. Les agents de la CCSN ont accepté le programme d'essais d'OPG et son échéancier et tiennent régulièrement des rencontres avec le personnel d'OPG pour surveiller les progrès réalisés dans le cadre de ces travaux, et fournir une rétroaction.

Le programme expérimental a pris fin en décembre 2001 et les documents de qualification du programme, incluant un rapport de validation provisoire, ont été présentés à la CCSN. L'activité de validation du programme, conjuguée à l'analyse des données du programme expérimental, a progressé lentement. Cependant, en 2003, OPG et Bruce Power ont consacré des efforts plus grands à cet égard et ont terminé les travaux liés à l'analyse des données, ainsi qu'un exercice de validation associé à Bruce-A. De plus, un plan visant à terminer le programme de validation a été présenté aux agents de la CCSN en décembre 2003. Des discussions sur la portée des travaux requis pour fermer ce dossier générique sont présentement en cours. La participation d'Énergie NB et d'Hydro-Québec à ce dossier générique a été minime, même si les programmes informatiques liés à la prévision de la température du modérateur doivent également être validés pour les applications du CANDU 6. Cependant, en 2003, ils ont collaboré avec OPG et Bruce Power dans le but de partager les activités liées à ce dossier générique.

E.11 Dossier générique 96G01—Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires CANDU

Ce dossier générique est devenu inactif lorsque les questions qui restaient relativement à la protection contre l'incendie pour les titulaires de permis ont été transférées aux points à régler propres à chaque centrale. Ce dossier générique avait déjà été fermé pour Hydro-Québec en 2000. Il a été fermé pour OPG, Bruce Power et Énergie NB en 2003.

E.12 Dossier générique 98G01— Fonctionnement des pompes du circuit caloporteur primaire dans des conditions de circulation en deux phases

Le fonctionnement des pompes du circuit caloporteur primaire (CCP) dans les conditions suivant une PERCA peut compromettre l'intégrité des conduites du circuit caloporteur primaire, en raison de variations de pression de grande amplitude et de la vibration excessive des pompes. Dans le passé, une analyse portant sur la fatigue des conduites a été réalisée à l'aide d'une quantité limitée de données expérimentales obtenues lors d'essais en laboratoire. Les résultats de cette démarche étaient très sujets aux interprétations faites des données d'essais et de leur application au réacteur. Une réévaluation a été requise afin de représenter, de manière plus réaliste, le comportement des pompes et des conduites du circuit caloporteur primaire dans

différentes conditions d'accident. Plus particulièrement, l'analyse de la fatigue des conduites du circuit caloporteur primaire a nécessité une mise à jour utilisant une fonction plus prudente.

Ce dossier générique a été fermé pour Bruce-B, Pickering, Darlington et Gentilly-2 avant 2003. Il a été fermé pour Point Lepreau en 2003 suite à l'examen de leur analyse de la fatigue des conduites du CCP lorsque celles-ci sont assujetties à des variations de pression générées par une pompe dans des conditions de circulation en deux phases.

Les résultats d'une réévaluation de l'intégrité des conduites de Bruce-A lorsque les pompes du CCP fonctionnent dans des conditions de circulation en deux phases ont été examinés par les agents de la CCSN en 2003. Des analyses additionnelles des contraintes exercées sur les conduites ont été demandées à Bruce Power afin de confirmer les résultats. Lorsque les résultats de cette dernière analyse auront été reçus, la demande de fermeture de Bruce Power pour ce dossier générique pourra être examinée.

E.13 Dossier générique 98G02—Validation des programmes informatiques utilisés aux fins des analyses de sûreté des centrales nucléaires

Dans le passé, les agents de la CCSN ont évalué les programmes informatiques des titulaires de permis ainsi que leurs méthodes d'analyse de sûreté et identifié plusieurs pratiques inadéquates au chapitre de la validation des programmes informatiques. Certains exemples de mauvaises pratiques sont notamment l'absence de méthode de gestion pour la validation des programmes informatiques, la piètre qualité de la documentation de la validation, l'applicabilité limitée de la validation à cause de la portée restreinte des conditions dans les expériences de validation comparativement à l'analyse du réacteur, l'évaluation inadéquate des incidences du détartrage dimensionnel et de certains phénomènes importants, parce qu'il n'existe aucune donnée de validation adéquate. Les agents de la CCSN ont conclu que ces pratiques inadéquates ont miné la confiance globale dans les résultats des analyses de sûreté.

L'industrie a répondu favorablement à ce dossier générique en établissant une méthode de contrôle de la qualité visant à améliorer la validation des programmes informatiques, et en atteignant un niveau global de validation des données de départ pour un ensemble spécifique de programmes informatiques importants utilisés dans les analyses de sûreté. Ces efforts, une fois confirmés, sont considérés suffisants pour justifier la fermeture de ce dossier générique, lequel a été fermé pour Bruce Power et OPG. Un audit d'Énergie NB a été effectué en 2003, et un audit semblable est prévu à Hydro-Québec en 2004. L'évaluation des résultats de ces vérifications sera suivie d'une décision concernant la fermeture de ce dossier générique pour ces deux titulaires de permis.

E.14 Dossier générique 99G01—Assurance de la qualité des analyses de sûreté

La CCSN s'attend à ce que les titulaires de permis de centrales nucléaires conduisent leurs opérations conformément à un programme d'assurance de la qualité. Ce programme comprend des exigences relatives à différentes activités liées à la sûreté, y compris les analyses de sûreté. L'acceptabilité de l'information liée à la sûreté établie par les analyses de sûreté dépend du degré de prudence observé dans les analyses. Elle repose également sur la crédibilité des outils et activités d'analyse (comme les programmes informatiques, les méthodes et l'information

utilisés). Les titulaires de permis doivent effectuer leurs analyses de sûreté d'une façon systématique, selon les principes de l'assurance de la qualité afin qu'on accorde une confiance appropriée aux fondements du permis et aux limites d'exploitation sûre pour chaque centrale.

Depuis quelques années, les agents de la CCSN se sont rendus compte d'un nombre grandissant de cas de mauvaises pratiques relatifs aux analyses de sûreté effectuées par les titulaires de permis de la CCSN dues à des mesures d'assurance de la qualité inadéquates. Ces mauvaises pratiques ont été identifiées lors d'audits et d'évaluations. En 1999, la conclusion des agents à l'effet que les lacunes de l'assurance de la qualité des analyses de sûreté entraînaient une baisse de la confiance globale dans les résultats de l'analyse de sûreté a mené à l'ouverture de ce dossier générique.

L'industrie a répondu en élaborant, selon les principes de l'assurance de la qualité, un encadrement et des procédures liées à l'analyse de sûreté et en prenant des mesures visant à satisfaire tous les critères de fermeture pertinents. Ce dossier générique a été fermé pour Bruce Power, et fait l'objet d'un examen pour les autres titulaires de permis. Les résultats des audits récents d'OPG et d'Énergie NB et d'un audit prévu pour Hydro-Québec en 2004 seront examinés avant de procéder à la fermeture du dossier générique en ce qui concerne ces titulaires de permis.

E.15 Dossier générique 99G02—Remplacement des programmes informatiques relatifs à la physique du réacteur utilisés aux fins des analyses de sûreté des réacteurs CANDU

Les titulaires de permis utilisent des méthodes et des programmes informatiques relatifs à la physique du réacteur pour appuyer la conception nucléaire, l'exploitation et la conformité par rapport aux limites d'exploitation sûre. Les exigences relatives à l'exactitude et à la validation de ces méthodes et de ces programmes sont rigoureuses à cause du rôle qu'elles ont à jouer dans la confirmation de l'exploitation sûre. Des données expérimentales récentes, ainsi que des examens de programmes informatiques clés ont permis d'identifier certaines lacunes. Ces lacunes sont liées à des prévisions inexactes de paramètres clés dans des conditions d'accidents, à l'absence de validation adéquate et à un écart considérable entre les méthodes et programmes des titulaires de permis et l'état actuel des connaissances dans ce domaine. Ces lacunes ont eu un effet négatif sur la confiance globale envers les résultats des analyses de physique du réacteur, particulièrement en ce qui a trait aux analyses dont les marges de sûreté sont faibles.

Dans le cadre de ce dossier générique, les titulaires de permis doivent mettre sur pied un programme structuré de remplacement des programmes informatiques de physique du réacteur. En février 2001, un projet de l'industrie ayant pour but d'analyser des pointes de puissance à la suite d'une grosse PERCA avec le nouvel ensemble de programmes de physique du réacteur a permis de prévoir des conséquences plus graves que celles qu'on retrouve dans les autres documents présentés antérieurement à l'appui d'une demande de permis. Pour atténuer les effets potentiels de cette situation, les titulaires de permis ont mis en place des limites opérationnelles plus restrictives, comme une limite relative à l'inclinaison du flux, des limites relatives à la pureté du modérateur et du caloporteur, et une limite relative à la charge de poison dans le modérateur pour compenser une augmentation des pointes de puissance prévue. Suite à l'imposition de ces restrictions, les titulaires de permis ont continué à appliquer leurs

programmes structurés en vue de remplacer les programmes informatiques de physique du réacteur.

Un rapport préparé par un groupe d'experts indépendants (voir dossier générique 95G04) portait sur l'acceptabilité des incertitudes estimées des paramètres clés prévues par les programmes. Deux titulaires de permis (Bruce Power et OPG) ont terminé un ensemble d'activités et déclaré que le nouvel ensemble d'outils normalisés relatif à la physique du réacteur était en service pour les futures analyses d'accident. Les travaux se poursuivent relativement à un deuxième ensemble d'activités portant sur la validation de programmes. Les travaux d'Énergie NB et d'Hydro-Québec accusent un retard.

E.16 Dossier générique 00G01—Créations de vides dans les canaux durant une grosse PERCA

Les agents de la CCSN sont préoccupés par le fait que les programmes informatiques utilisés pour la prévision des transitoires de surpuissance dans les réacteurs CANDU, avec un coefficient de réactivité dû au vide du caloporteur positif, n'ont pas été validés adéquatement. Ce dossier générique exige des titulaires de permis qu'ils effectuent des mesures directes de la fraction de vide, qu'ils fournissent une évaluation de la mise à l'échelle des résultats pour les phénomènes prévus dans le réacteur, qu'ils effectuent des exercices de validation en utilisant les données et qu'ils réalisent une étude d'impact sur les marges de sûreté.

Les essais incluant des mesures de la fraction de vide ont été complétés dans l'installation RD-14M d'EACL et les rapports sur l'analyse des données ont été présentés à la CCSN. L'industrie a fourni des renseignements sur les exercices de validation des programmes informatiques et sur l'évaluation de la mise à l'échelle.

Deux questions doivent être réglées avant la fermeture de ce dossier générique. L'une d'elles se rapporte à la résolution satisfaisante de la question de la mise à l'échelle, qui est essentiellement une mise à l'échelle appropriée des résultats d'essais pour les conditions d'un réacteur. Les titulaires de permis ont continué leur travail en 2003 en vue d'y intégrer les commentaires des agents de la CCSN à leur évaluation. La deuxième question est celle de l'incidence des incertitudes qui résultent de la validation du programme informatique. On a indiqué que les titulaires de permis régleraient cette question soit à l'aide d'une analyse « des hypothèses les plus probables et des incertitudes », soit à l'aide d'une nouvelle analyse du scénario grosse PERCA. Les agents de la CCSN discutent avec les représentants de l'industrie afin de déterminer comment il conviendrait de traiter les incidences sur les résultats de l'analyse de sûreté.

E.17 Dossier générique 01G01—Mise à niveau du logiciel de gestion et de surveillance du combustible

Ce dossier générique a été ouvert à titre de suivi de la fermeture du dossier générique 95G03. Ce dossier générique se rapporte seulement à Bruce Power et OPG.

La conformité par rapport aux limites de sûreté de la physique du réacteur qui définissent les limites d'exploitation sûre, comme les limites de puissance de canal et de grappe, est fondée sur des analyses réalisées à l'aide d'un programme informatique de gestion du combustible. Un

examen approfondi récent et plus rigoureux de l'exactitude des méthodes, des critères d'acceptation, des hypothèses et des résultats des analyses de sûreté pour divers AR a mené à des restrictions importantes concernant les paramètres d'exploitation, y compris les puissances de canal et de grappe, et l'introduction des paramètres de physique additionnels aux fins de la conformité, comme la réactivité de réarrangement des grappes du combustible et la marge minimale de la contrainte axiale. Ainsi, l'importance de la conformité par rapport aux limites de la physique du réacteur liées à la sûreté s'est accrue. Cela a rendu nécessaire l'élaboration d'un modèle analytique amélioré, validé pour un plus grand éventail d'applications et de conditions, de même que l'établissement de tolérances de conformité mieux définies et de procédures plus uniformes.

Pour fermer ce dossier générique, on a demandé aux titulaires de permis d'entreprendre un programme structuré de surveillance du coeur du réacteur qui prévoit une mise à niveau du logiciel de gestion du combustible, ainsi que la validation et la qualification de la méthode de conformité concernant les erreurs.

Des progrès normaux ont été réalisés jusqu'ici. Bruce Power et OPG ont présenté des plans et échéanciers de travail détaillés, ainsi que des rapports d'étape semestriels. Les travaux sont divisés en deux grandes phases. La phase I porte sur les améliorations de modélisation à apporter au programme informatique SORO, et la phase II porte sur l'estimation des tolérances d'erreurs.

Une étape importante a été marquée en 2003 par la mise en oeuvre de la première version améliorée du programme informatique WIMS-IST-SORO. Les agents de la CCSN surveillent de près les progrès réalisés dans le cadre de ce dossier générique.